FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

FEUP

# Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal

**Alexandre Morais Lopes**

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Junho de 2009

# Resumo

As actuais crises energéticas obrigaram-nos cada vez mais a apostar em energias renováveis, diversos estudos realizados nos últimos anos têm apontado as implicações sócio-ambientais do consumo de energia. As fontes renováveis de energia são apresentadas como a principal alternativa para responder à procura da sociedade no que respeita a qualidade, segurança e redução dos danos ambientais. A energia eólica apresenta-se como uma energia renovável e gratuita, constituindo por isso um caso de estudo. Com este trabalho pretende-se efectuar uma avaliação técnico-económica da produção de energia eólica. O planeamento energético com estes novos paradigmas de produção dispersa requer a definição de estratégias e politicas energéticas. Esta planificação só é possível com a ajuda de ferramentas de avaliação de potencial eólico, assim são analisados os parâmetros que caracterizam/influenciam o regime dos ventos e as suas formas de previsão.

A integração dos sistemas de energia eólica começam a ter uma expressão significativa como consequência do seu carácter renovável. Nesse contexto são apresentadas regras, procedimentos e condições necessárias à integração nas redes eléctricas por parte deste tipo de produção.

A energia renovável apresenta-se como uma fonte intermitente, razão pela qual se deve considerar aproveitar a energia aquando da sua inutilidade, apresenta-se assim técnicas de armazenamento que tornam esta tecnologia de produção mais rentável.
Com este trabalho pretende-se também avaliar os custos iminentes à produção eólica, é exposto a expressão do cálculo da renumeração vigente para sistemas de produção em regime especial e os incentivos existentes.

Por último é realizado uma análise económica de um parque eólico constituído por 6 aerogeradores de 2MW.

# Abstract

Nowadays energy crises are responsible for making us bet, more and more, on renewable energies. Several studies that were made over the past years have pointed out both social and environmental implications of power consumption. Renewable energy sources are presented as the main alternative to answer society's demand regarding the quality, the security and the reduction of environmental damages. Wind power presents itself as a free and renewable energy and for that reason it is a study case.

The aim of this project is to do a technical and an economic valuation of the wind power generation. An energetic planning with these new patterns of a diffuse production requires the definition of energetic strategies and ideals. This planning it is only possible with the help of valuation tools for the wind potential. This way the patterns that characterise and influence the wind and its ways of prevision will be analysed.

Wind power systems integration has begun to have an expressive relevance as a result of its renewable nature. In this context, the rules will be presented, the proceedings as well as the conditions needed to allow the integration of this kind of power generation in the electrical supply system.

Renewable energy presents itself as a non-constant source of energy. This is why it must be taking into consideration that the energy should be turn to advantage when it is useless. Therefore technical ways to store this type of energy, which make its production more profitable, are presented in this project.

The object of this project is also to estimate how much wind power generation will cost and so it is showed how to calculate the valid remuneration to the wind power generation. Besides that the economic benefits are also mentioned to those who want to produce it.

At last, an economic analysis is made regarding a wind power park, which has 6 aero-generators of 2MW.

# Agradecimentos

Quero agradecer ao meu orientador Prof. Dr. António Machado e Moura por todo o apoio, motivação e conselhos concedidos para a realização deste trabalho.

Como não podia deixar de ser, quero agradecer de uma forma especial aos meus pais e irmã por todo o auxílio, motivação, estabilidade e esforço prestado ao longo de todo o meu percurso académico.

De uma forma diferente mas contudo ainda muito especial, quero agradecer a todos os meus amigos e colegas o apoio e incentivo que me foi dado ao longo deste trabalho.

A todos, um sincero obrigado por terem tornado este trabalho concebível.

*“The more we focus on using renewable fuels, the less we are dependent upon foreign oil”*

John M. McHugh

*“There’s no question that power rates are going to go up whether it’s using wind energy or fossil fuels”*

Jamie Ballem

*“The answer, my friend, is blowin’ in the wind, The answer is blowin’ in the wind”*

Bob Dylan

# Conteúdo

# Lista de Figuras

# Lista de Tabelas

# Abreviaturas e Símbolos

| | |
|---|---|
| A.C. | Antes de Cristo |
| EDF | *Électricité de France* |
| E.U.A | Estados Unidos da America |
| WSH | *Wind Service Holland* |
| AWEA | *American Wind Energy Association* |
| U.S. | *United States* |
| EIA | *Energy Information Administration* |
| GEE | Gases de Efeito de Estufa |
| IDAE | *Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía* |
| AC | *Alternating current* |
| DC | *Direct current* |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| ML | Mercado Liberalizado |
| MR | Mercado Regulado |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos |
| BTN | Baixa Tensão Normal |
| BTE | Baixa Tensão Especial |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| GWEC | *Global Wind Energy Council* |
| PTN | Condições Normais de Temperatura e Pressão |
| SCADA | *Supervisory Control And Data Acquisition* |
| AR | Auto-Regressivos |
| NWP | *Numerical Weather Prediction* |
| MOS | *Model Output Statistic* |
| CFD | *Computacional Fluid Dynamic* |
| EAP | Energia Anual Produzida |
| WAsP | *Wind Atlas Analysis and Application Program* |
| RCWEAF | *Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows* |
| FEUP | Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto |
| INESC | Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores |
| INETI | Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação |
| MT | Média Tensão |
| AT | Alta Tensão |
| PI | Produtores Independentes |
| TMS | Multiplicador do Tempo Seleccionado |
| O&M | Operação e Manutenção |
| PRIME | Programa de Incentivos à Modernização da Economia |
| PNAC | Plano Nacional de Alterações Climáticas |

| | |
|---|---|
| PNAEE | Plano Nacional de Acção para Eficiência Energética |
| PNALE | Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão |
| VAL | Valor Actual Líquido |
| TIR | Taxa Interna de Rentabilidade |
| PRI | Período de Recuperação do Investimento |
| OE | Orçamento de Estado |
| FEDER | Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional |

| | |
|---|---|
| $CO_2$ | Dióxido de carbono |
| rpm | Rotações por minuto |
| db | Decibéis |
| $\bar{V}$ | Velocidade média |
| $\sigma$ | Desvio padrão |
| A | Factor de escala |
| k | Factor de forma |
| $P_d$ | Potência disponível |
| $P_g$ | Potência gerada |
| $H_2$ | Hidrogénio |

# Capítulo 1

# Introdução

## 1.1 Enquadramento

Actualmente vivemos um momento de mudança devido à necessidade de responder aos desafios criados pelas alterações climáticas e de reduzir a dependência de combustíveis fosseis. Apesar da evolução do Homem a nível tecnológico, económico e social estar relacionado com a utilização destes combustíveis, o seu uso de forma indiscriminada, nomeadamente na produção de energia, tem originado uma crescente degradação ambiental no planeta. É neste contexto que é imprescindível falarmos de outra formas de produção, formas limpas, a que damos o nome de energia renováveis. Estas apresentam-se como uma resposta alternativa à actual dependência das fontes de energia esgotáveis provenientes de combustíveis sólidos como o petróleo, o carvão e o gás natural.

A energia eólica apresenta-se como uma energia renovável e gratuita, pelo que não importa a quantidade que se utiliza hoje já que ela estará igualmente disponível no futuro. Por outro lado, esta energia é uma fonte de energia limpa, isto é, não produz gases de efeito de estufa nem outros agentes de poluição. A energia eólica tem um papel de complementaridade na produção de energia eléctrica sendo que contribui para a diversificação dos modos de produção e para diminuir a nossa dependência energética do exterior, materializada na importação de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) [37].

A energia eólica apresenta-se então, pelas razões anteriormente referidas, como um contributo para alcançar os compromissos internacionais, nomeadamente o Protocolo de Quioto e a directiva comunitária, que impõe que a sua representatividade na produção de electricidade corresponda a 39%, até 2010. Por cada MWh de energia eléctrica de origem eólica são reduzidas entre 0,8 a 0,9 toneladas de emissões de gases de efeito de estufa que teriam origem na utilização dos combustíveis fósseis na produção de energia eléctrica. A produção eólica deverá ser acompanhada de medidas eficazes de redução do consumo de energia através do aumento da eficiência energética e da utilização racional da energia [37].

## 1.2 Objectivos

O principal objectivo desta dissertação consiste em efectuar uma análise relativa ao enquadramento técnico-económico da energia eólica em Portugal. Numa fase inicial, pretende-se identificar os meios técnicos necessários à correcta integração da produção eólica na rede portuguesa e as suas consequências, assim como os impactos causados por essa ligação. A segunda fase prende-se com os conhecimentos dos custos envolvidos na produção eólica e o valor estimado do kWh eólico em condições de mercado. Posteriormente pretende-se fazer uma análise económica de um caso de estudo, tirando conclusões relativamente à sua viabilidade. Por último, tendo consciência e conhecimento de toda a pesquisa realizada, é efectuada uma observação relativa à implementação ou não desta forma de energia.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta Tese encontra-se dividida em 6 capítulos. No primeiro capítulo, a Introdução, pode-se encontrar fundamentada a justificação do interesse por este tema, o seu enquadramento e os correspondentes objectivos.

No capítulo 2 é efectuada uma introdução à temática da energia eólica, iniciando com uma breve referência histórica,à que se segue de uma análise da tecnologia actualmente existente. São também descritos os impactos ambientais da utilização da energia eólica.

No capítulo 3 é exposta a actual situação do sistema eléctrico português, com um enfoque especial no o estado da Energia Eólica a nível nacional e mundial.

No capítulo 4 são caracterizadas as condições relativas à viabilidade técnica. Inicialmente são enumerados factores que influenciam os ventos e a representação estatística do regime do vento. Seguidamente mostra-se a forma de cálculo de energia gerada por um sistema eólico e os procedimentos a seguir para uma avaliação mais correcta de locais com potencial eólico. Por fim, descrevem-se as condições necessárias à ligação à rede de um parque eólico e às suas protecções de interligação.

No capítulo 5 é realizada a demonstração do cálculo da renumeração vigente para sistemas de produção em regime especial e é apresentada uma análise de viabilidade económica para um caso de estudo.

No capítulo 6 são expostas as conclusões retiradas do trabalho e são referidas algumas sugestões sobre o trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido.

# Capítulo 2

# A Energia Eólica

## 2.1 Introdução

### 2.1.1 História da energia eólica

Com o avanço da agricultura, o homem necessitava cada vez mais de ferramentas para o ajudar nas diversas etapas do trabalho, tarefas como a moagem dos grãos e o bombeamento de água exigiam cada vez mais esforço humano e animal, tornando-se propício o desenvolvimento de uma forma primitiva de moinho de vento. O primeiro registo histórico do aproveitamento da energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos é proveniente da Pérsia, por volta de 200 Antes de Cristo (A.C.). Contudo, acredita-se que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China ( por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilónico (por volta 1700 A.C.) também utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação [38].
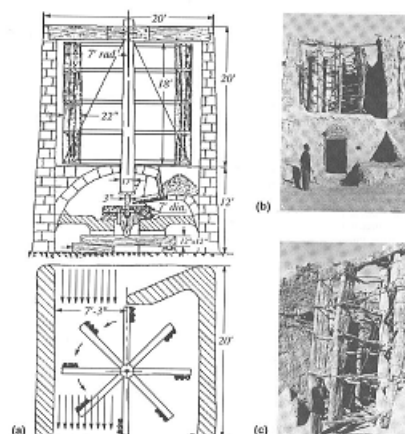
Figura 2.1: Um moinho de vento persa ainda em funcionamento na cidade de Neh (a) a pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas, (b) vista geral da parede sul do moinho, (c) vista ampliada das velas da palheta [1].

Um dos primeiros passos para o desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações eléctricas foi dado na Rússia em 1931, onde foi realizado a primeira tentativa de ligar um aerogerador de corrente alternada a uma central termoeléctrica. Este aerogerador, designado de *Balaclava*, era um modelo avançado de 100 kW conectado por uma linha de transmissão de 6,3 kV de 30 km a uma central de 20 MW [39].

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte, uma vez que os países faziam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Os Estados Unidos desenvolveram um projecto de construção do maior aerogerador até então projectado. Tratava-se do aerogerador *Smith-Putnam* cujo modelo apresentava 53.3 m de diâmetro, uma torre de 33.5 m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Este aerogerador iniciou o seu funcionamento em 10 de Outubro de 1941, numa colina de *Vermont* chamada *Grandpa's Knob*. Contudo em Março de 1945, após quatro anos de operação intermitente, uma das suas pás (que eram metálicas) partiu-se por fadiga [39].

A Dinamarca, no período inicial da 2ª Guerra Mundial apresentou um dos mais significativos crescimentos em energia eólica de toda Europa. Esse avanço deu-se sob a direcção dos cientistas dinamarqueses *Poul LaCour* e *Johannes Juul* [40].

A França também se empenhou nas pesquisas de aerogeradores conectados à rede eléctrica. Entre 1958 e 1966 foram construídos diversos aerogeradores de grande porte, entre os quais estavam três aerogeradores de eixo horizontal e três pás. Um dos modelos apresentava 30 metros de diâmetro de pá com potência de 800 kW a vento de 16,5 m/s. Esse modelo esteve em operação, conectado à rede EDF, nos anos de 1958 a 1963 [38] [41].

Durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou um aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas da época. Os avanços tecnológicos desse modelo persistem até hoje na concepção dos modelos actuais mostrando o seu sucesso de operação. Tratava-se de um aerogerador de 34 metros de diâmetro operando com potência de 100kW, a ventos de 8m/s [42] [43].

O choque petrolífero de 1973, acentuou a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia, bem como a obrigação de proteger o ambiente, motivando um maior interesse pelas energias renováveis. A energia eólica tornava-se assim numa fonte de energia das mais promissoras, desenrolando-se programas de investigação e desenvolvimento sobre estas.

De particular importância foi o programa de energia eólica iniciado em 1973 nos E.U.A., que dois anos depois deu frutos com a instalação da primeira turbina eólica da era moderna perto de *Cleveland*, *Ohio*, a *Mod 0*, com um rotor de duas pás com 38 metros de diâmetro e 100 kW de potência [43].

Os Estados Unidos da América deram o próximo passo no desenvolvimento de turbinas de grandes dimensões com a instalação da turbina *Boeing Mod 2* de 91 metros de diâmetro e 2,5 MW de potência em 1981, incorporando os mais recentes progressos tecnológicos. É nesta altura que se formam os consórcios entre empresas americanas e europeias, mais concretamente suecas e americanas, em programas de investigação e desenvolvimento de turbinas de grande potência.

Como resultado desta cooperação são de referir as turbinas americano-suecas *WTS3* (3MW) e *WTS* (4MW) instaladas em 1982 [44].

As primeiras turbinas eólicas comerciais foram instaladas no início dos anos 80, tanto na Europa (principalmente na Dinamarca e Holanda) como nos E.U.A. (em particular na ), tendo tipicamente entre 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 50 a 100 kW [43].

Particularmente relevante no quadro do desenvolvimento da energia eólica foi a política de incentivo à disseminação das energias renováveis promovida pelas autoridades do estado da Califórnia, que, conjuntamente com os elevados valores registados para a velocidade do vento em alguns locais deste estado, encorajou o rápido desenvolvimento de parques eólicos financiados por entidades privadas. Em 1987, a potência instalada em sistemas de conversão de energia eólica era de 1500 MW fornecidos por cerca de 15 000 turbinas eólicas, a maior parte delas com diâmetros entre 15 a 25 metros [43].

A positiva experiência de operação com turbinas maiores, em conjunto com os frutos dos programas de investigação, levaram a que o tamanho das turbinas eólicas comerciais não tenha parado de crescer.

### 2.1.2 A evolução comercial de turbinas eólicas de grande porte

O comércio das turbinas eólicas no mundo sofreu um rápido desenvolvimento relativamente à tecnologia e tamanho durante os últimos 15 anos. A figura 2.2, mostra o impressionante desenvolvimento do tamanho e da potência de turbinas eólicas. No entanto, não podemos afirmar estar perante uma quebra de crescimento, uma vez que a procura de novos projectos *off-shores* poderá levar a uma evolução da tecnologia.
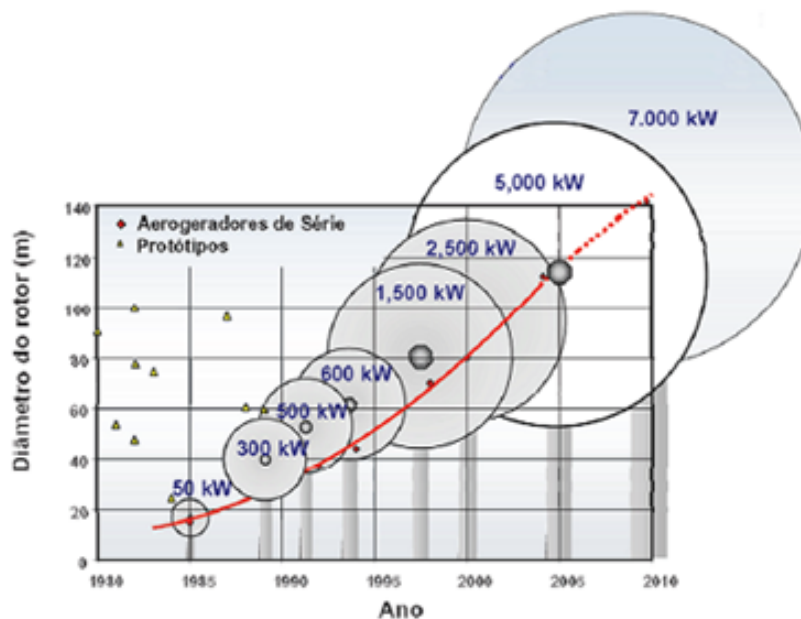
Figura 2.2: Evolução das turbinas eólicas desde 1985 até 2005 [2].

O aumento do tamanho das turbinas mostra-se vantajoso, quer do ponto de vista económico quer ambiental. Deste modo, para um determinado lugar, quanto maior for a potência unitária maior é a energia produzia, melhor aproveitadas são as infra-estruturas e menor é o número de rotores, o que provoca a diminuição do impacto visual.

A forte investigação contribuiu significativamente para uma certa uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas. Analisando a actual oferta comercial dos fabricantes constata-se que existe um dominio de algumas opções básicas de projecto, designadamente, as turbinas de eixo horizontal relativamente às de eixo vertical, os rotores de três pás (cerca de 90%) em relação aos de duas e a colocação do rotor à frente da torre relativamente à sua colocação na parte de trás (em relação à direcção do vento) [43].

### 2.1.3 Sistemas *off-shore*

São designadas de *offshore* as instalações afastadas da terra com distância a partir dos 10km. Estas são menos intrusivas do que as turbinas em terra, uma vez que o seu tamanho e ruído são atenuados pela distância. Dado que água apresenta menor rugosidade superficial do que a terra (especialmente as águas mais profundas), a velocidade média do vento é consideravelmente mais elevada em águas abertas. Este tipo de instalação é mais dispendioso,já que as torres são geralmente mais altas (devido à altura submersa), requer fundações com mais custos e cuidados especiais relativos ao meio de aplicação. Por conseguinte, em algumas situações é necessário recorrer a medidas de protecção e revestimento dos equipamentos, assim como dos cabos de transporte de electricidade, contribuindo desta forma para o aumento dos custos.

As instalações *off-shore* apresentam-se, contudo, como uma nova fronteira da utilização da energia eólica. A tendência para o aumento da potência unitária, em conjunto com um melhor conhecimento da tecnologia das fundações das turbinas no mar e das condições de vento no local, está a contribuir para tornar mais competitiva esta forma de aproveitar a energia do vento em condições ambientais diferentes. Com o esgotamento das áreas de grande potencial eólico em terra (*on-shore*) devido à grande concentração de parques eólicos e às restrições ambientais, este tipo de instalações têm vindo a crescer ao longo dos anos (apesar de representarem instalações de maior custo de transporte, instalação e manutenção).
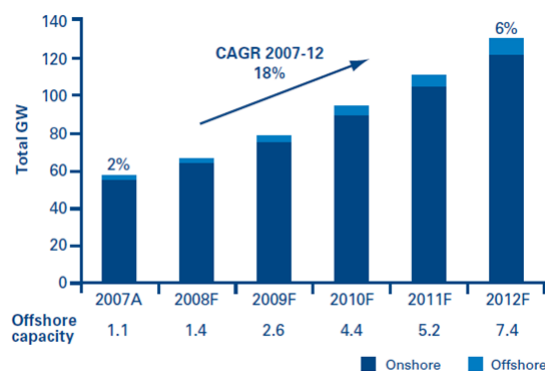
Figura 2.3: Previsão da capacidade de energia eólica na Europa (2008-2012) [3].

O mercado da energia eólica *offshore* ainda constitui uma pequena percentagem do mercado mundial de energia, estando, no entanto em crescimento. Em 2007 a capacidade total alcançou 1 GW (cerca de 0,01% da capacidade mundial de energia), e, num prazo de 5 anos, estima-se um aumento de sete vezes.

Apesar dos esforços para estimular a evolução *offshore* nos E.U.A e na Ásia, a actividade encontra-se actualmente confinada à Europa, onde o maior crescimento futuro esperado provém do Reino Unido (sendo prevista uma capacidade de 20GW para 2020).
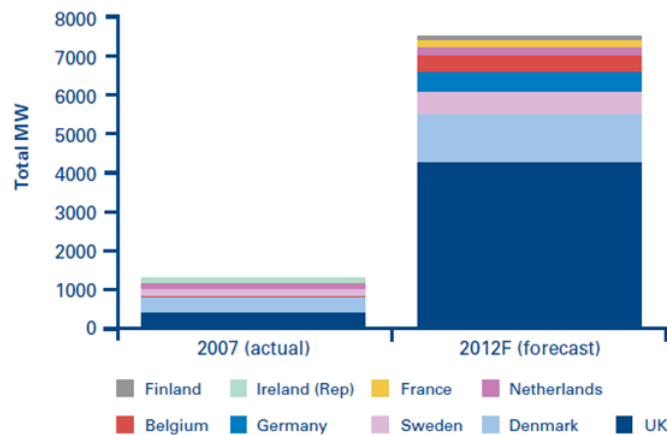
Figura 2.4: Crescimento geográfico da capacidade eólica *offshore* (2008-2012) [3].

Esse crescimento é apoiado pelo Governo britânico, o qual afirmou recentemente que o compromisso de energia eólica *offshore* é uma das soluções que contribui para a meta de gerar 15% da energia necessária ao país a partir de fontes renováveis até 2020.

Conclui-se que a indústria eólica tem investido no desenvolvimento tecnológico da adaptação das turbinas eólicas convencionais para uso no mar, a figura 2.5 exibe os principais dados dos parques eólicos *offshore* que operavam no mundo em 2007.
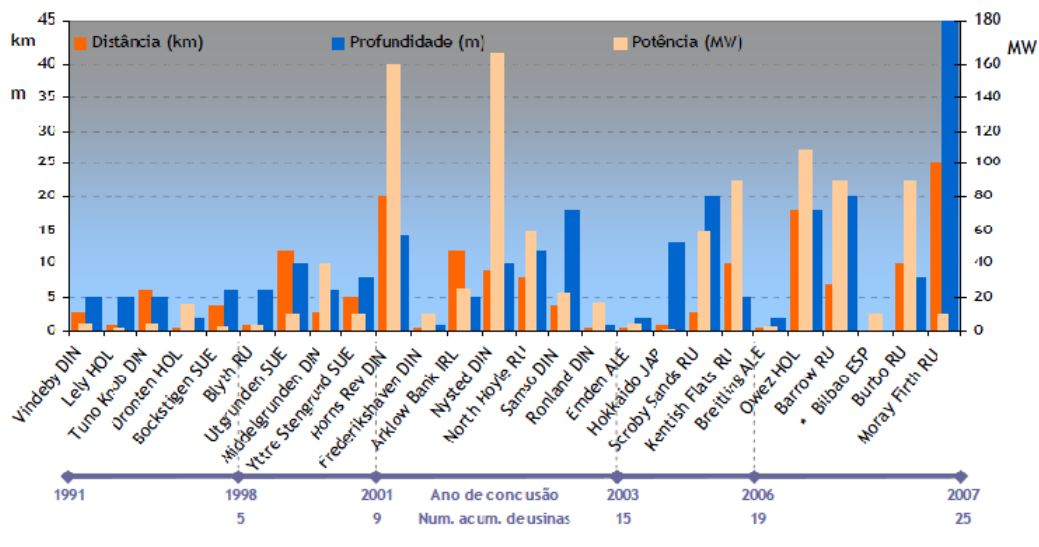
Figura 2.5: Principais dados dos parques eólicos *offshore* que operavam no mundo em 2007 [4].

Na parte inferior do gráfico observa-se uma linha do tempo apontada para o início da construção dos parques, com número acumulado de parques de energia eólica *offshore* registada pela estatística do website do *Wind Service Holland(WSH)* [4].

## 2.2 O meio ambiente e a energia eólica

### 2.2.1 Emissões de gases

A energia eólica é um dos mais ecológicos métodos de produção de electricidade, evitando assim a produção directa de poluentes atmosféricos e de gases de efeito de estufa que são gerados por combustíveis fósseis na produção de electricidade.

A *American Wind Energy Association* (AWEA) desenvolveu um conjunto de estatísticas para quantificar e comparar as emissões da energia do vento com outros combustíveis, com base nos dados recolhidos pelos *U.S. Department of Energy's Energy Information Administration* (EIA) [5]. De seguida apresentam-se as emissões de dióxido de carbono ($C0_2$), o principal gás responsável pelo efeito de estufa e aquecimento global, para os vários combustíveis responsáveis pela produção de electricidade:

| Fuel | $CO_2$ Emitted Per Kilowatt-hour (kWh) Generated (in pounds) | KWh Generated, 1997 (billions) | $CO_2$ Emitted, Total Generation (billion pounds) |
|---|---|---|---|
| Coal | 2.13 | 1,788 | 3,807 |
| Natural Gas | 1.03 | 283.6 | 291 |
| Oil | 1.56 | 77.8 | 122 |
| U.S. Average Fuel Mix [2] | 1.52 | 3,494 | 5,313 |
| Wind | --0-- | 3.4 | --0-- |

Figura 2.6: Emissões de dióxido de carbono [5].

Após a observação destes valores pode-se fazer a comparação entre cada unidade (kWh) de energia eléctrica gerada por turbinas eólicas e a mesma energia que seria gerada por uma central convencional de produção de energia eléctrica. Ao realizar essa análise, observa-se que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na redução da concentração de $C0_2$ durante a sua operação.

Com o aumento da preocupação com o crescimento dos gases de efeito de estufa, vários programas de eficiência energética foram projectados, mobilizando vários países na busca de soluções para a redução das emissões nos próximos anos. Uma das medidas foi o Protocolo de Quioto, que consiste num tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão dos gases de efeito de estufa (GEE), considerados como a principal causa do aquecimento global. Neste, Portugal comprometeu-se a limitar o aumento das suas emissões de GEE em 27%, no período entre 2008-2012, em relação às emissões de 1990 [45].

As preocupações com as consequências futuras das emissões de gases de efeito estufa por parte de vários países do mundo têm criado um ambiente muito favorável ao uso da energia eólica como uma fonte limpa de energia.

Num estudo realizado pelo grupo *Hitachi* pode-se observar a comparação de emissões de $C0_2$ pelas diferentes tecnologias de produção de energia eléctrica. Analisando o gráfico verifica-se a existência de quatro tecnologias com menor produção de emissões, embora, na actualidade, apenas as grandes hidroeléctricas sejam competitivas. Estas possuem como todas as fontes de energia alguns inconvenientes, provocando o apodrecimento da vegetação submersa nos grandes reservatórios, os quais produzem uma quantidade substancial de gases de efeito de estufa, sendo o metano o principal gás provocado pela vegetação submersa, o qual é cinquenta vezes mais potente que o $C0_2$. Os projectos de grandes hidroeléctricas estão a ser abordados devido aos seus impactos ambientais. Estas quatro tecnologias podem assim contribuir para uma redução das emissões de $C0_2$.
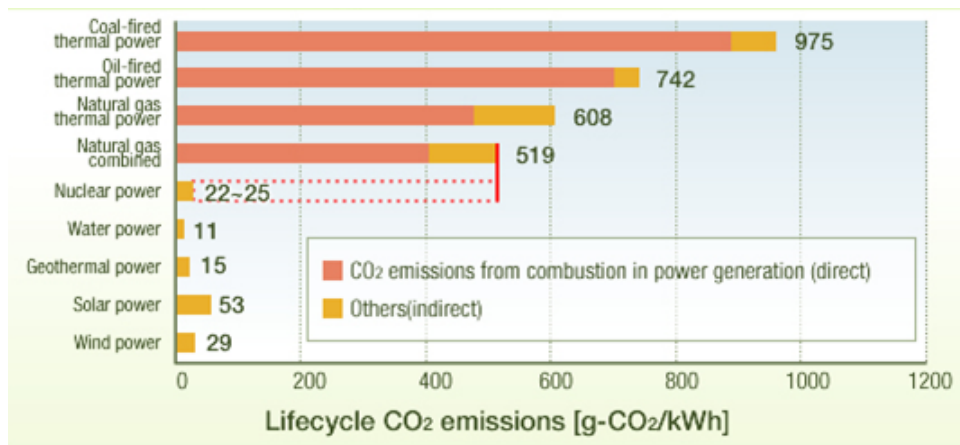
Figura 2.7: Emissão de várias tecnologias de produção de energia eléctrica (incluindo metano) [6].

### 2.2.2 Emissão de ruído

A instalação e exploração de um sistema eólico é susceptível de induzir um impacto ambiental sonoro, como consequência do movimento giratório das suas pás. Contudo, o desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, juntamente com as novas exigências de um mercado crescente e promissor, promoveu um avanço significativo na diminuição dos níveis de ruído produzido pelas turbinas eólicas. O ruído gerado pelo normal funcionamento dos aerogeradores que constituem um parque eólico tem por base:

- Uma caracterização do ambiente sonoro existente na área envolvente do parque, antes da instalação dos aerogeradores;

- Uma análise acústica previsional do ruído que será observada nos mesmos locais durante o pleno funcionamento do empreendimento.

A avaliação do ruído terá em conta as características da potência dos diferentes aerogeradores, a sua localização espacial e as características topográficas dos terrenos. As potências das máquinas determinam as suas emissões sonoras, a sua localização e a orografia da zona determinarão a propagação acústica e o estabelecimento dos campos sonoros nos receptores eventualmente existentes [46].

A origem do ruído das turbinas eólicas é proveniente da sua acção mecânica e aerodinâmica. O principal responsável pelo ruído mecânico provocado pelas turbinas é a caixa de engrenagens, onde a rotação das pás do gerador é multiplicada. O conjunto de engrenagens funciona na faixa de 1000 a 1500 rpm onde toda a vibração da caixa multiplicadora é transmitida para as paredes da cabina, onde esta é fixada. A própria torre pode contribuir para o ruído através dos contactos desta com a nacele. Relativamente aos geradores utilizados, a tecnologia convencional emprega geradores que necessitam de uma elevada rotação para funcionarem, contribuindo assim para níveis de ruído elevados. Com a baixa rotação da hélice comparada à rotação do gerador existe a necessidade de apresentar um sistema de engrenagens para multiplicar a rotação necessária no gerador. Contudo, existe um outro tipo de tecnologia utilizada em turbinas eólicas, que consiste no uso de um gerador eléctrico multipolo conectado directamente ao eixo das pás. A vantagem desse sistema de geração traduz-se no facto de dispensar o sistema de engrenagens para multiplicação de velocidade, uma vez que este gerador funciona também em baixas rotações. Assim, sem a principal fonte de ruído presente nos sistemas convencionais, as turbinas que empregam o sistema multipolo de geração de energia eléctrica são significativamente mais silenciosas.

O ruído aerodinâmico é uma componente influenciada directamente pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica. Vários estudos continuam a ser realizados a este nível, no que concerne à forma das pás e mesmo da própria torre, procurando assim um máximo aproveitamento aerodinâmico com redução de ruído.
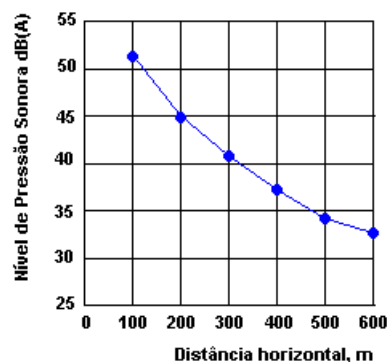
Figura 2.8: Nível sonoro da emissão (propagação ao ar livre), norma vdi 2714 [7].

A figura 2.8 mostra o nível sonoro da emissão das turbinas eólicas . Como se pode observar o nível de ruído apresenta valores compreendidos entre 52 e 33 dB, o que nos permite afirmar que

estas turbinas são na sua maioria barulhentas[1]. Os ruídos emitidos pelos aerogeradores decrescem entre os 50dB junto ao aerogerador e os 35dB a uma distância de 450m. Os efeitos fisiológicos sobre o sistema auditivo e a afectação de diferentes funções orgânicas apenas são sentidos a partir dos 65dB. No entanto, para valores superiores aos 30dB podem surgir efeitos psíquicos sobre o homem, sendo o nível de ruído recomendável inferior a 40dB. O ruído de 40dB corresponde a uma distância dos aerogeradores de 200m, que é a distância entre aerogeradores e habitações respeitada na Europa [47].

Muito esforço foi feito desde 1995 no desenvolvimento de uma geração de turbinas eólicas agora disponíveis no mercado para tornar possível uma significativa redução dos níveis de ruído nas turbinas eólicas.

### 2.2.3 Impacto visual

Embora à energia eólica estejam associados benefícios ambientais significativos do ponto de vista da emissão de substâncias nocivas à atmosfera, existem outros aspectos ligados à preservação do ambiente que não podem ser negligenciados. É indispensável que os projectos sejam adequadamente integrados na paisagem e desenvolvidos em colaboração com as comunidades locais, para manter o apoio da opinião pública a esta forma de energia. O impacto visual das turbinas é uma questão de gosto pessoal e por isso subjectivo, há quem considere as turbinas como um símbolo de energia limpa, sendo que estas são sempre bem-vindas e que se integram harmoniosamente na paisagem e há quem considere a sua presença intrusiva. Vale a pena mencionar que os postes que suportam as linhas de transporte de energia, e que existem um pouco por toda a parte, são no mínimo igualmente intrusivos. Também, é de destacar o sombreamento causado pela sombra de um aerogerador em rotação, originando variações de intensidade luminosa de frequência num local, causando uma impressão visual. Contudo, os efeitos do impacto visual têm sido minimizados, principalmente, com a consciencialização da população local sobre a geração eólica. Através de audiências públicas, artigos e publicidade, a população local passa a conhecer melhor toda a tecnologia, sendo que após o conhecimento dos efeitos positivos da energia eólica, os índices de aceitação melhoram consideravelmente.

### 2.2.4 Impacto sobre a fauna

A localização dos parques eólicos pode de certa forma afectar a fauna existente, consoante a sua localização estes podem ter impactos negativos, sendo que, quando mais próximos se encontrarem as turbinas de áreas de alimentação, migração, repouso e ou nidificação de aves maior será a probabilidade destas serem afectadas. Os impactos causados nas aves podem ser originados pela colisão destas com as estruturas existentes no parque eólico ou então pela perturbação causada pela perda de habitat. Os estudos são concordantes com o facto dos impactos induzidos sobre as aves serem sem excepção considerados negativos, destacando-se a colisão directa de aves com os

[1] Níveis de ruído próximos de 50 dB correspondem a situações de tráfego na cidade, ao funcionamento de ferramentas eléctricas e até mesmo de um camião do lixo.

aerogeradores, o embate e a electrocussão nas linhas de transporte de energia e a perturbação gerada em áreas de nidificação, alimentação, migração e repouso. Dos estudos realizados conclui-se que a sua mortalidade em grande escala está associada especificamente a zonas de importantes corredores migratórios ou de deslocações diárias muito frequentes e a zonas costeiras de grande abundância de aves e fauna. De referir o pior acontecimento de colisão de pássaros em turbinas eólicas que ocorreu nas proximidades de Tarifa, em Espanha, onde 269 turbinas eólicas foram instaladas( de um total projectado de 2000 turbinas) numa das principais rotas de migração de aves da Europa Ocidental, onde muitos pássaros de inúmeras espécies ameaçadas de extinção morreram em colisões com as turbinas. O director da Agência Espanhola *Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía* (IDAE) assumiu o erro pronunciando:

> "O que me ocorreu sobre o facto é que foi um inoportuno lapso de memória. Ninguém pensou nas migrações dos pássaros".

Contudo é de realçar que apesar da taxa de mortalidade das aves ser baixa, esta pode ser de extrema importância devido à baixa densidade e taxa anual de reprodução das mesmas.

## 2.3 Tecnologia

### 2.3.1 Tipo de turbinas

As turbinas eólicas actualmente não são todas iguais, porém há uma certa convergência para as turbinas eólicas com um eixo horizontal e três pás. Os dois grandes tipos de turbinas eólicas existentes são as de rotores de eixo vertical e as de eixo horizontal.

#### 2.3.1.1 Rotores de eixo horizontal

Este é o tipo de rotor mais eficiente, mas requer sistemas mecânicos mais complexos que os de eixo vertical. Normalmente dividem-se em 3 grupos: rápidos (2 a 3 pás), velocidade média (3 a 6 pás) e lentos (6 a 24 pás) [8].

Hoje em dia poucas empresas fabricam turbinas de eixo vertical, cuja grande vantagem reside no facto do gerador se encontrar na base e de poder captar os ventos sem necessidade de um mecanismo de orientação [48]. As turbinas de eixo horizontal podem ser classificadas com base da posição do rotor em relação à torre: o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento (*downwind*) ou a montante do vento (*upwind*) [49].

Nas turbinas *downwind* como se pode ver na figura 2.9, o vento incide na área de varredura do rotor por trás da turbina eólica. As turbinas *downwind* possuem uma vantagem teórica que reside no facto de não necessitarem de um mecanismo de orientação direccional em relação ao vento, permitindo o auto alinhamento do rotor na direcção do vento.No entando, tem vindo a ser progressivamente abandonadas, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor. Contudo esta vantagem é utilizada somente para turbinas eólicas de pequena escala [38], pois para as de grande escala, devido a maior flexibilidade do rotor, durante fortes rajadas de vento, as pás

podem colidir com a torre. A principal desvantagem desta configuração é a turbulência causada no vento pela torre da turbina. Essa turbulência cria ruídos audíveis que dificultam a autorização e a aceitação deste tipo de turbina, principalmente, em áreas próximas de habitações [50] [49].
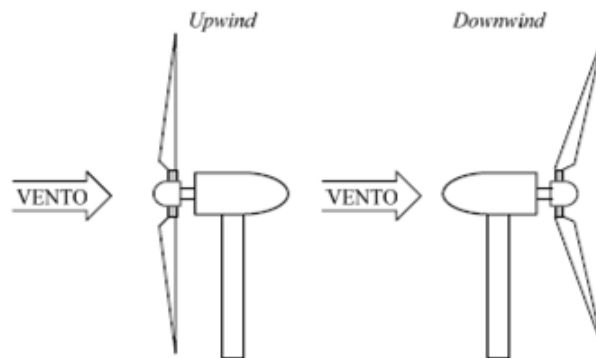
Figura 2.9: Direcção do vento para turbinas *upwind* e *downwind* [2].

Nas turbinas *upwind* o vento incide na área de varredura do rotor pela parte frontal da turbina, sendo que a "sombra"das pás provoca esforços vibratórios na torre 2.9. A sua principal vantagem consiste em evitar o distúrbio causado pela torre no vento. Devido a este facto, a maior parte das turbinas eólicas utilizadas actualmente são *upwind* [50]. As desvantagens das turbinas *upwind* são a passagem periódica das pás pela torre, que causam pulsações de torque na turbina eólica e a necessidade do mecanismo de orientação direccional, que provoca uma maior carga na torre comparado com as turbinas *downwind* [43], com os sistemas a montante do vento a necessitarem de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento.

#### 2.3.1.2 Rotores de eixo vertical

A única turbina de eixo vertical, que em tempos foi fabricada comercialmente, foi a máquina do tipo *Darrieus* 2.10, nomeada após o engenheiro francês *Georges Darrieus* que a projectou e a patenteou em 1931, e fabricada pela empresa *E.U. FloWind*, que faliu em 1997 [49]. As turbinas de eixo vertical mais comuns são: *savonius*,*darrieus* e *molinete* [8].
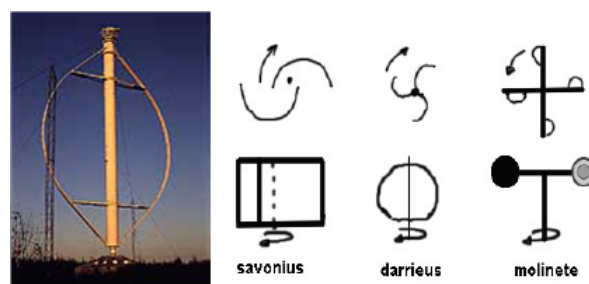
Figura 2.10: Diferentes tipos de turbinas verticais [8].

A máquina *Darrieus* é caracterizada pela forma em "C"das lâminas do rotor que a tornam idêntica a um batedor de ovos, sendo normalmente constituída por duas ou três lâminas. As vantagens de uma máquina de eixo vertical são:

- Poder-se colocar o gerador e a caixa de velocidades no solo, sendo desnecessário uma torre para a máquina;
- Não precisar de um mecanismo de ajuste da direcção do aerogerador para virar o rotor contra o vento;
- Simplicidade na concepção.

As desvantagens consistem em:

- Velocidades muito baixas perto do nível do solo, o facto de não possuir uma torre origina o aproveitamento do vento a baixas velocidades;
- Não possuir um arranque automático (por exemplo, uma máquina do tipo *Darrieus* necessita de um "empurrão"antes de iniciar. Este é contudo um pequeno inconveniente para uma turbina ligada à rede, uma vez que se pode usar o gerador como um motor para iniciar a máquina);
- Necessidade de utilização de espias de suporte;
- Esforços dinâmicos acrescidos.

### 2.3.2 Componentes do sistema

Os principais componentes de um aerogerador eólico de eixo horizontal encontram-se representados na figura.
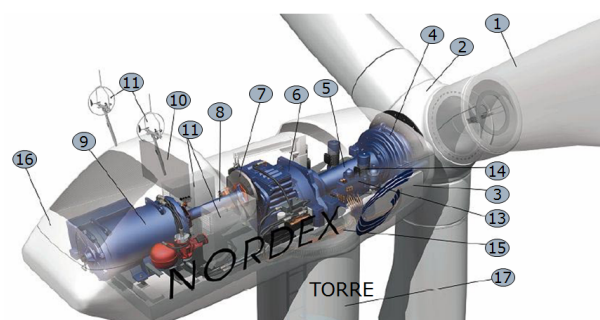
Figura 2.11: Componentes de um aerogerador de eixo horizontal [9]. Legenda: 1- pás do rotor 2- cubo do rotor 3- cabina 4- chumaceira do rotor 5- veio do rotor 6- caixa de velocidades 7- travão de disco 8- veio do gerador 9- gerador 10- radiador de arrefecimento 11- anemómetro e sensor de direcção 12- sistema de controlo 13- sistema hidráulico 14- mecanismo de orientação direccional 15- chumaceira do mecanismo de orientação direccional 16- cobertura da cabina 17- torre

### 2.3.3 Rotor

O rotor é o componente do sistema eólico responsável pela captação da energia cinética dos ventos transformando-a em energia mecânica de rotação. É o componente mais característico de um sistema eólico, sendo caracterizado pela definição das pás, pela determinação da sua forma e do ângulo de ataque em relação à direcção do vento. A sua configuração irá influenciar o rendimento global do sistema. Os rotores eólicos como referido em 2.3.1 podem ser classificados segundo a orientação do eixo, podendo estes serem de eixo horizontal ou de eixo vertical. O rotor pode ainda ser instalado a montante ou a jusante da torre em relação à superfície de ataque do vento, sendo a opção *upwind* onde o vento ataca as pás pela frente a mais comum. As pás são normalmente fabricadas a partir de compostos sintéticos, tal como plásticos reforçados com fibra de vidro. Estes são materiais facilmente moldáveis, robustos, resistentes à fadiga e com boa relação qualidade/preço. As fibras de carbono apresentam-se com melhores qualidades mecânicas mas também são mais dispendiosas.

### 2.3.4 Cabina

A cabina "*nacelle*"é o local onde se encontram alojados os constituintes do aerogerador, o gerador (converte a energia mecânica em energia eléctrica), o veio secundário (transfere a energia mecânica da caixa de velocidades para o gerador), o travão de disco (permite travar o rotor por questões de segurança), a caixa de velocidades (aumenta o número de rotações do veio secundário), a chumaceira (sustenta o veio primário) e os radiadores (que arrefecem o gerador e a caixa de velocidades).

### 2.3.5 Torre

As torres constituem um elemento necessário para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento, isto é, de forma a que a velocidade do vento seja maior e menos perturbada do que no solo. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema. Quase todas as torres têm uma forma tubular de modo a minimizar o impacto visual, sendo normalmente construídas em diversos troços de aço ou betão que são montados no local com a ajuda de equipamentos e máquinas adequadas, nomeadamente gruas. As torres entrelaçadas apesar de terem custos mais reduzidos, fundações mais ligeiras e efeito de sombra da torre atenuado, têm vindo a ser progressivamente abandonadas especialmente devido ao seu maior impacto visual [51].

### 2.3.6 Gerador

O gerador é o componente responsável pela conversão da energia mecânica de rotação em energia eléctrica. A sua integração nos sistemas de conversão eólica possui alguns problemas, os quais envolvem principalmente:

- Variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);

- Variações do torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);

- Exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;

- Facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas.

Existem fundamentalmente três tipos de aerogeradores com aplicação industrial: as máquinas assíncronas, as máquinas assíncronas duplamente alimentadas e as máquinas síncronas de velocidade variável.

#### 2.3.6.1 Máquinas assíncronas

As máquinas assíncronas utilizam um gerador assíncrono e um multiplicador de velocidade. Os tipos de ligação disponíveis por estes à rede são:

- Ligação directa de geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo
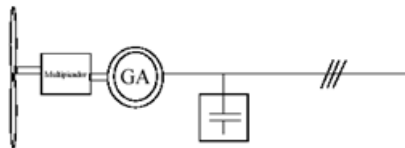
Figura 2.12: Ligação directa de geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo [9].

Este tipo de ligação possui um sistema de velocidade fixa, necessita de ter compensação de energia reactiva e apresenta uma ligação à rede muito robusta não emitindo harmónicos.

- Ligação através de conversores de electrónica de potência para rotor em gaiola

Figura 2.13: Ligação através de conversores de electrónica de potência para rotor em gaiola [9].
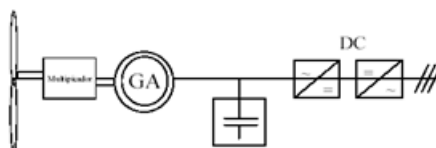
Figura 2.14: Ligação através de conversores de electrónica de potência para rotor em gaiola [9].

Este tipo de ligação pode funcionar com velocidade variável e pode usar conversores AC/DC/AC ou AC/AC. As máquinas com conversores de frequência podem injectar potência reactiva na rede de forma controlada. É de referir ainda que esta ligação é responsável pela injecção de harmónicos na rede.

#### 2.3.6.2 Máquinas assíncronas duplamente alimentadas

- Ligação através de conversores electrónicos de frequência para rotor bobinado
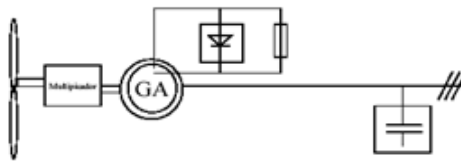
Figura 2.15: Ligação através de conversores electrónicos de frequência para rotor bobinado [9].

Neste caso controla o torque da máquina (escorregamento), controlando a potência activa mas continuando, contudo, a consumir energia reactiva.
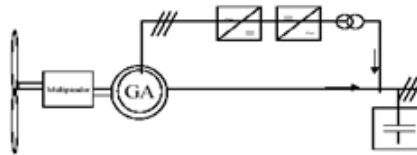
Figura 2.16: Ligação através de conversores electrónicos de frequência para rotor bobinado [9].

Apresentam a possibilidade de injectar na rede potência activa e reactiva, de forma controlada. São máquinas duplamente alimentadas (estátor e rotor).

#### 2.3.6.3 Máquinas síncronas de velocidade variável

Ligação através de um gerador síncrono de velocidade variável. Os tipos de ligação disponíveis por estes à rede são:

- Ligação directa de geradores síncronos
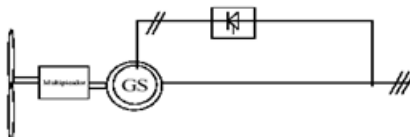
Figura 2.17: Ligação directa de geradores síncronos [9].

É um sistema extremamente rígido que é usado em pequenos aerogeradores isolados da rede sendo que a frequência é imposta pelo multiplicado.

- Ligação através de conversores de frequência para máquinas com circuito de excitação
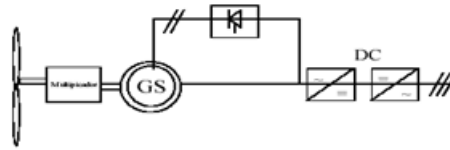
Figura 2.18: Ligação através de conversores de frequência para máquinas com circuito de excitação [9].
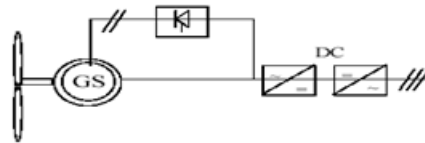
Figura 2.19: Ligação através de conversores de frequência para máquinas com circuito de excitação [9].

Esta ligação para além de poder funcionar com velocidade variável pode incluir um multiplicador de velocidade. As máquinas podem usar conversores AC/DC/AC ou AC/AC sendo que as que apresentam conversores de frequência podem injectar potência reactiva na rede de forma controlada. É de mencionar ainda que esta ligação é responsável pela injecção de harmónicos na rede.

- Ligação através de conversores de potência para máquinas com excitação permanente
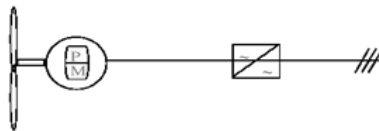
Figura 2.20: Ligação através de conversores de potência para máquinas com excitação permanente [9].
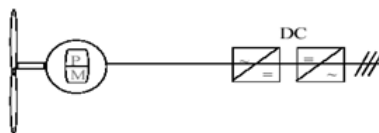
Figura 2.21: Ligação através de conversores de potência para máquinas com excitação permanente [9].

Este tipo de ligação utiliza máquinas síncronas de ímanes permanentes sem multiplicador de velocidade nem circuito de excitação para a máquina síncrona. Podem usar conversores AC/DC/AC ou AC/AC e as máquinas com conversores de frequência podem injectar potência reactiva na rede, de forma controlada.

## 2.4 Controlo de potência

As turbinas eólicas são projectadas para produzir a energia eléctrica ao menor custo possível. Nesse sentido são geralmente concebidas de forma a poderem produzir potência máxima em velocidades do vento de cerca de 15 metros por segundo. Não existe necessidade de pagar a concepção de turbinas que maximizem a sua produção em ventos mais fortes, uma vez que esses são raros (ocorrem com menos frequência). Em caso de ventos fortes, é necessário perder parte do excesso de energia do vento, a fim de evitar danificar a turbina eólica. Todas as turbinas eólicas são por isso concebidas com alguma forma de poder controlar. Existem duas maneiras diferentes de o fazer com segurança em turbinas eólicas modernas.

### 2.4.1 Por controlo do ângulo de passo das pás (*pitch controlled*)

O controlo de passo é um sistema que normalmente necessita da informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, estas mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque como ilustrado na figura 2.22. Esta redução diminui as forças aerodinâmicas intervenientes e consequentemente a velocidade das hélices. Para qualquer velocidade do vento superior à nominal o valor seleccionado do ângulo corresponde àquele que permite à turbina produzir apenas a potência nominal. Esse método possui um controlo mais preciso, em especial junto da potência máxima e auxilia o processo de arranque e paragem.
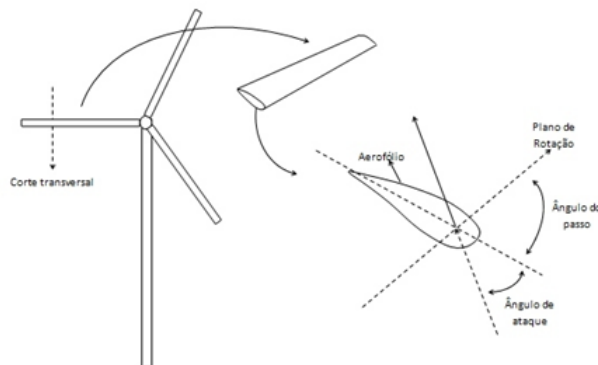
Figura 2.22: Ângulo de passo e de ataque [10].

### 2.4.2 Por perda aerodinâmica (*stall regulation*)

O controlo de *stall* é um sistema passivo em que a perda aerodinâmica das pás é controlada através do seu desenho, que só tem efeito para velocidades elevadas do vento. As pás do rotor são fixadas no ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma a que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor se afaste da superfície da pá, reduzindo as forças

de sustentação e aumentando as forças de arrasto. A diminuição das forças de sustentação e o aumento das forças de arrasto agem contra um aumento da potência do rotor, como se pode concluir a partir da figura 2.23. Para evitar que o efeito de stall ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito. Apesar de ser um controlo simples e robusto possui um dimensionamento aerodinâmico complexo.
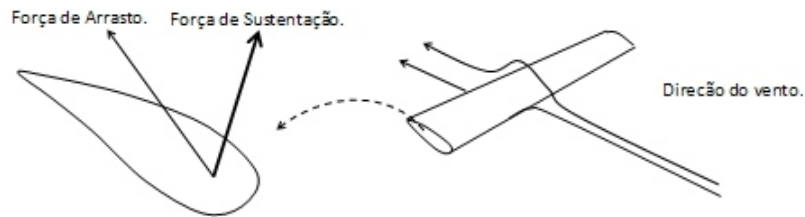
Figura 2.23: Forças de arrasto e sustentação [10].

Em alguns sistemas são utilizados freios que actuam directamente no sistema de transmissão de forma a complementar os sistemas de controlo.

# Capítulo 3

# A Energia Eléctrica

## 3.1 O sistema eléctrico português

### 3.1.1 Modelo organizativo do sistema eléctrico nacional

A organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assenta na coexistência de um Mercado Liberalizado (ML) com um Mercado Regulado (MR). Assim os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE, ou negociar outras condições com os Comercializadores em ML.

Figura 3.1: Modelo organizativo do SEN [11].

A abertura do mercado começou a ter efeitos para os consumidores em níveis de tensão mais elevados, tendo sido progressivamente alargada a todos os consumidores de energia eléctrica. Em 2000, sentiram-se os primeiros efeitos da liberalização, embora tenha sido em 2002 que se verificou um significativo aumento do número de Clientes, quando o acesso ao Mercado Liberalizado passou a abranger todas as instalações, excepto as ligadas em Baixa Tensão (ver gráfico abaixo). Parte destas últimas, as ligadas em Baixa Tensão Especial (BTE), passaram a ter acesso ao mercado em 2004.
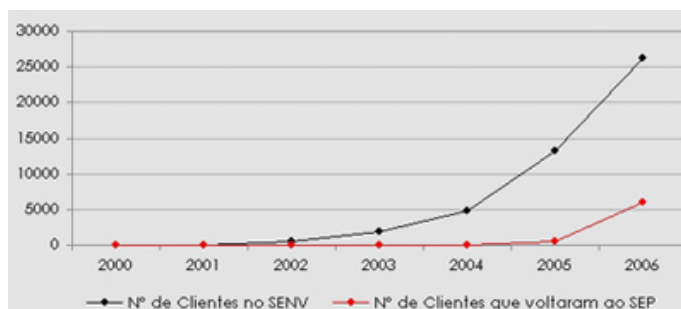
Figura 3.2: Modelo organizativo do SEN [12].

No dia 4 de Setembro de 2006, com a liberalização da Baixa Tensão Normal (BTN), marcou-se o fim do processo iniciado em 1999, permitindo a todos os Clientes o acesso ao mercado. Assim, a partir dessa data, todas as instalações, independentemente do nível de tensão a que estariam ligadas às redes, tinham condições para eleger o seu fornecedor de electricidade [12].

### 3.1.2 Potência instalada no sistema eléctrico nacional

Com o passar dos anos, como evidenciado na figura 3.3, tem-se assistido a uma evolução progressiva da potência instalada em Portugal continental. De uma forma mais detalhada pode-se
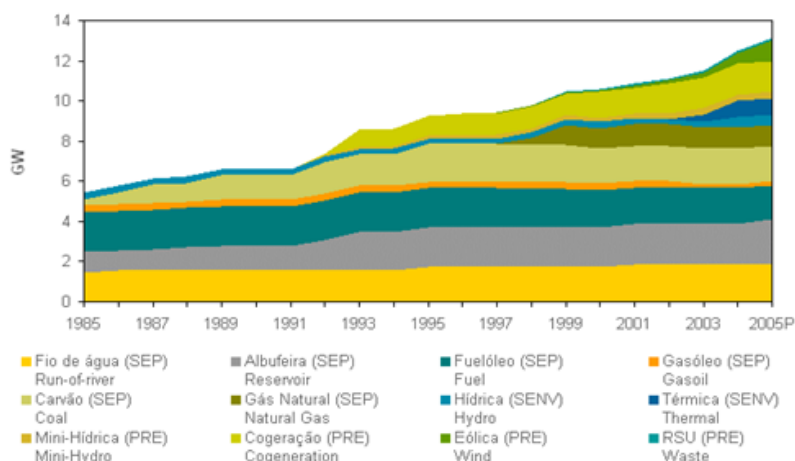
Figura 3.3: Evolução da potência instalada [13].

mesmo dizer que de 1985 a 2005 a potência mais do que duplicou o seu valor, passando de 5,4 GW para 13,5 GW. Os responsáveis por este aumento são recentemente as centrais de produção

de energia eléctrica a partir do gás natural. De 2005 a 2008 assistiu-se a um aumento de potência mais suave. É de realçar o incremento observado na potência da Produção em Regime Especial (PRE) a partir de 1992, devido à legislação para a instalação deste tipo de produção.
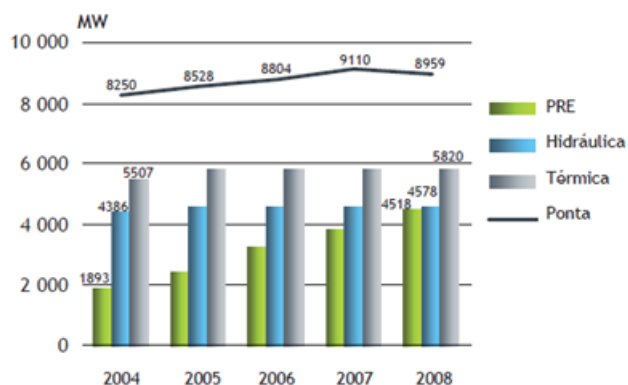
Figura 3.4: Evolução da potência instalada [13].

O consumo de energia eléctrica em 2008 totalizou 50,6 TWh, revelando assim um aumento de 1% face ao ano anterior. Desde 2003 que não se verificava um crescimento tão baixo. O consumo abastecido com tarifa regulada correspondeu a mais de 97% do total, face aos 88% verificados em 2007.

Figura 3.5: Evolução do consumo anual [14].

No ano de 2008 o valor máximo de potência solicitada à rede pública ocorreu a 2 de Dezembro com 8959MW, ficando a 150 MW do máximo atingido em 2007.

A produção térmica no ano de 2008 foi responsável pela produção de 47% do total, tendo apenas 11% do consumo sido disponibilizado pela produção hidroeléctrica, constituindo assim o quinto ano consecutivo que esta fica abaixo da média, com um índice de 0,56.

A Produção em Regime Especial abasteceu 23% do consumo, registando, contudo, um crescimento inferior ao dos últimos anos. As entregas totais da PRE cresceram 14%, com redução de 6% na cogeração e aumento de 42% na eólica, onde a potência foi reforçada em 576 MW.

Em termos de qualidade de serviço, a rede continuou a apresentar um bom desempenho, sendo o Tempo de Interrupção Equivalente de 1,3 minutos.

É visível em 2008 uma diminuição de energia eléctrica exportada e um ligeiro aumento de energia importada como evidenciado na figura 3.6.
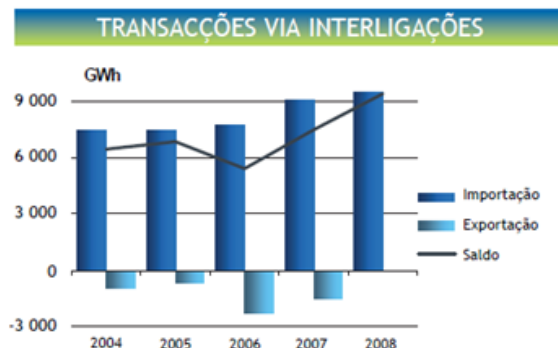
Figura 3.6: Transacções de energia eléctrica em Portugal [14].

## 3.2 A energia eólica em Portugal

### 3.2.1 Potência instalada

A potência instalada dos parques eólicos em 2008 ligada à rede pública perfazia 2925 MVA, correspondentes a uma potência máxima de ligação à rede de 2640 MW.

Os parques concluídos no ano de 2008, referem-se os da Gardunha com 114 MW e Terras Altas de Fafe, na serra do Monte do Marco, com 101 MW, dos quais foram ligados em 2008 44 e 24 MW, respectivamente. Ainda em construção, mas quase concluído, destaca-se o parque do Alto Minho I, com 222 MW no final do ano, dos quais 218 MW ligados em 2008. De realçar ainda o início da construção dos parques de Arada-Montemuro (112 MW) e Toutiço, na serra do Açor (102 MW) , dos quais foram ligados em 2008 respectivamente 72 e 12 MW, além de 15 outros parques de menor dimensão.

No final do ano de 2008 estavam em funcionamento cerca de 1500 aerogeradores em 173 parques, dos quais 13 ligados à Rede de Transporte, totalizando 1002 MW e os restantes 1638 MW ligados à Rede de Distribuição. A potência eólica ligada à rede representava no final do ano cerca de 18% do total da capacidade instalada no SEN.

| | Potência Eólica / Potência SEN | | |
|---|---|---|---|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| [MW] | | | |
| SEN | 14 933 | 14 201 | 13 681 |
| Eólica | 2 640 | 2 050 | 1 579 |
| | 18% | 14% | 12% |

Figura 3.7: Potência eólica [15].

A potência máxima histórica das centrais eólicas, que no final de 2007 se situava em 1693 MW, foi subindo nos primeiros meses do ano de 2008 atingindo 1857 MW em Março, ultrapassando pela primeira vez os 2000 MW em Outubro, e fixando-se já no final de 2008, a 30 de Dezembro, em 2197 MW como ilustrado na figura 3.8.

A produção máxima diária no ano de 2008 ocorreu a 24 de Novembro com 45 GWh, dia em que a produção eólica abasteceu 30% do consumo nacional. No mesmo dia a utilização da potência instalada atingiu os 73%. A maior utilização da potência instalada ocorreu, no entanto, a 17 de Fevereiro com 75%.

No dia 28 de Outubro de 2008, a produção eólica representou 32% do consumo nacional, atingindo a participação diária mais elevada de sempre. Em termos de potência a participação mais elevada de sempre ocorreu também nesse dia, às 4:30, com 48% do consumo. A produção diária mais baixa do ano ocorreu no dia 22 de Setembro, apenas 1 GWh, a que correspondeu uma utilização da capacidade ligada de 2% e abastecendo 0.7% do consumo. A potência máxima atingida no mesmo dia não ultrapassou os 85 MW.
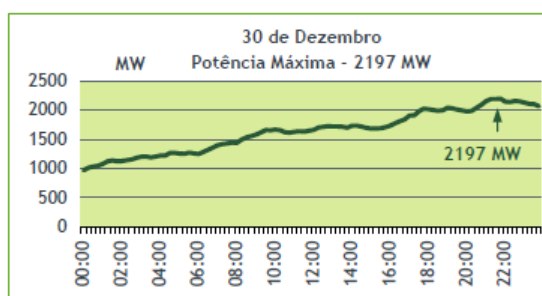
Figura 3.8: Produção de energia eólica para o dia 30 de Dezembro [15].

### 3.2.2 Produção relativa a 2008

Em 2008, a produção eólica aumentou 42% face ao ano anterior, totalizando 5.7 TWh, o que representou 11% do consumo total de energia abastecido pela rede pública, ou 14% da produção total injectada na rede pública.

| Produção Eólica / Consumo Total | | | |
|---|---|---|---|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| [GWh] | | | |
| Consumo SEN | 50 582 | 50 059 | 49 173 |
| Produção Eólica | 5 695 | 4 012 | 2 892 |
| | 11% | 8% | 6% |

Figura 3.9: Produção de energia eólica [15].

A totalidade da produção renovável, incluindo eólica, grande e mini-hídrica, fotovoltaica e térmica renovável, representou 27% do consumo, ou 33% da produção injectada na rede pública.

Em 2008 a utilização da potência instalada nos parques eólicos foi de 27%, correspondentes a um índice de produtibilidade de 1.02, estabelecido com base no regime médio observado no período 2001-2007. Dezembro foi o mês com a produção mais elevada, 756 GWh, e com a melhor utilização da potência instalada, 39%. Em Setembro atingiram-se os valores mais baixos do ano, com uma produção de 282 GWh e uma utilização da potência instalada de 16%.

### 3.2.3 Localização dos parques eólicos

Portugal devido à sua situação geográfica e geomorfologia, apenas nas montanhas a velocidade e a regularidade do vento é susceptível de aproveitamento energético. A maior parte dos locais com essas características situam-se a norte e sul do rio Tejo, junto à Costa Vicentina e na Ponta de Sagres, sendo raros na extensa planície alentejana.

Os distritos de Viseu, Castelo Branco, Viana do Castelo, Coimbra, Lisboa, Leiria, Vila Real, Braga e Santarém, são os que possuem maior potência instalada. Contudo os distritos com maior recurso disponível, em 2006, foram: Bragança, Coimbra, Porto, Vila Real, Viana do Castelo, Guarda, Castelo Branco e Aveiro.

Na figura 3.10 encontra-se o mapa de Portugal com a localização e potência instalada dos parques eólicos.
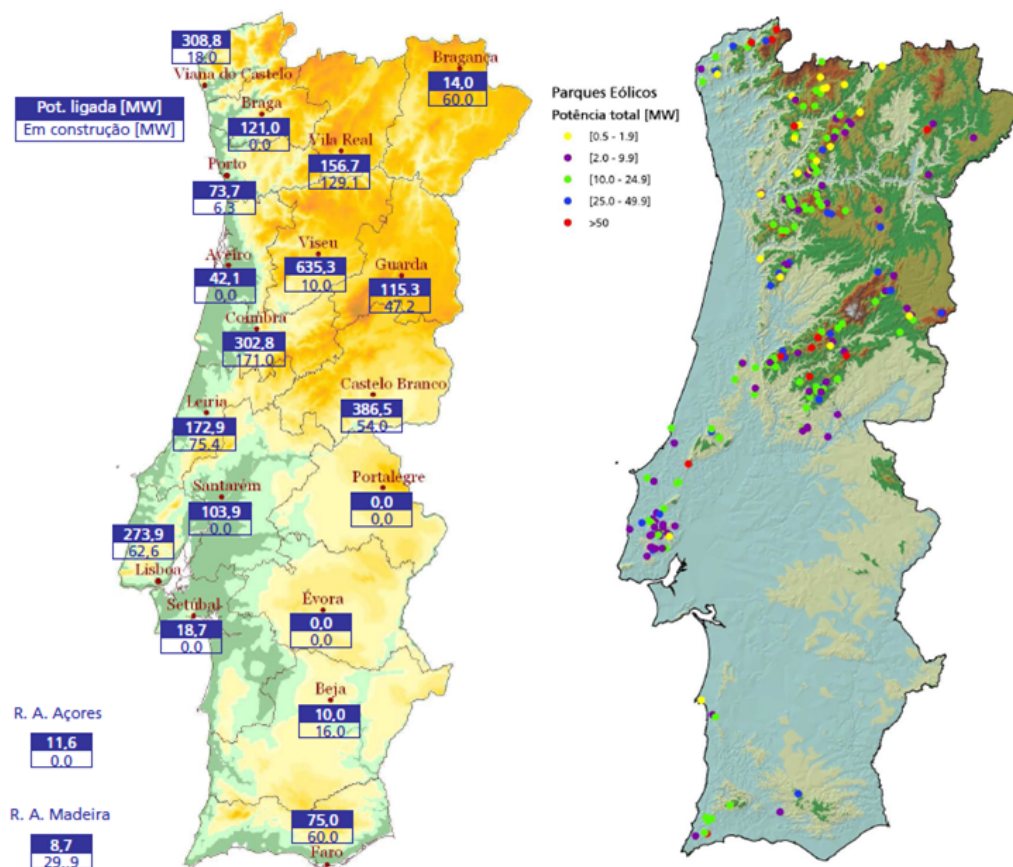
Figura 3.10: Localização dos parques eólicos [16].

### 3.2.4 Levantamento energético das estações do atlas eólico de Portugal

A avaliação precisa do potencial de vento numa dada região é um passo fundamental para a gestão do aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia. Nesse sentido, a realização de um mapa de potencial eólico que permite ilustrar as características, a intensidade do vento e a estimativa de produção eólica nas diversas regiões do país para Portugal Continental constitui uma ferramenta de extrema importância. Na concepção de um mapa representativo do potencial eólico de uma dada região são utilizados modelos numéricos de mesoescala, uma vez que se torna necessário simular a variabilidade espacial e temporal da evolução do escoamento na superfície terrestre de forma a caracterizar estatisticamente a climatologia dos processos físicos relativos à orografia da região.
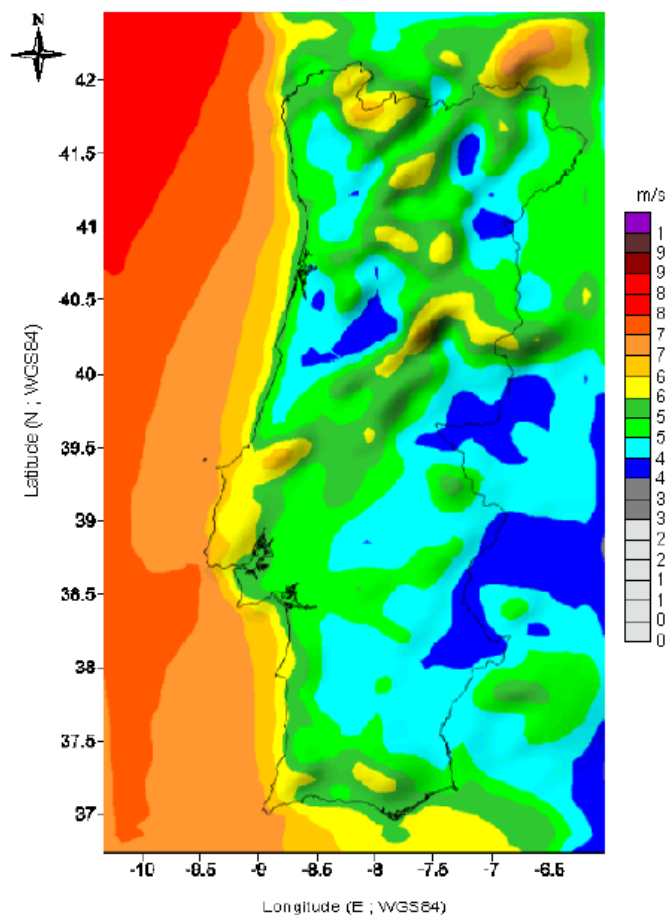
Figura 3.11: Velocidade média horizontal a 60 m [m/s] [17].

## 3.3 Energia eólica mundial

### 3.3.1 Potência instalada

O ano transacto representou um recorde de instalações eólicas: a capacidade mundial de geração de energia eólica aumentou 28,8%, em 2008, e os Estados Unidos tornaram-se no país com maior potência instalada.
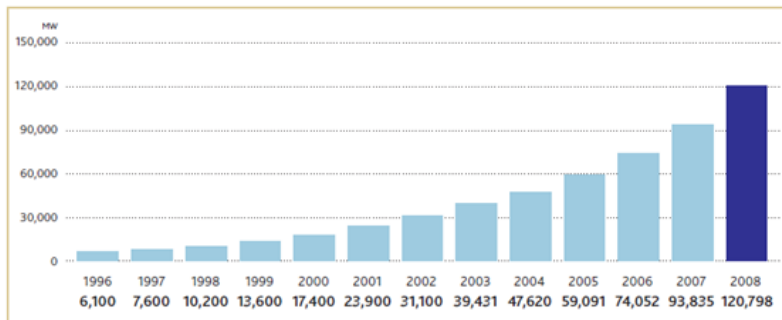
Figura 3.12: Capacidade mundial instalada 1996-2008 [18].

O *Global Wind Energy Council* (GWEC) destaca que os Estados Unidos e a China registaram os maiores crescimentos na produção de energia eólica, no final de 2008, ano em que a capacidade mundial de geração de electricidade subiu para 120,8 GW sendo que mais de 27GW entraram em funcionamento nesse mesmo ano, representando uma taxa de crescimento de 36%. Estes valores mostram que existe uma enorme e crescente procura mundial de energia eólica livre de emissões.

| | MW | % |
|---|---|---|
| USA | 25,170 | 20.8 |
| Germany | 23,903 | 19.8 |
| Spain | 16,754 | 13.9 |
| China | 12,210 | 10.1 |
| India | 9,645 | 8.0 |
| Italy | 3,736 | 3.1 |
| France | 3,404 | 2.8 |
| UK | 3,241 | 2.7 |
| Denmark | 3,180 | 2.6 |
| Portugal | 2,862 | 2.4 |
| Rest of world | 16,693 | 13.8 |
| **Total top 10** | **104,104** | **86.2** |
| **World total** | **120,798** | **100.0** |
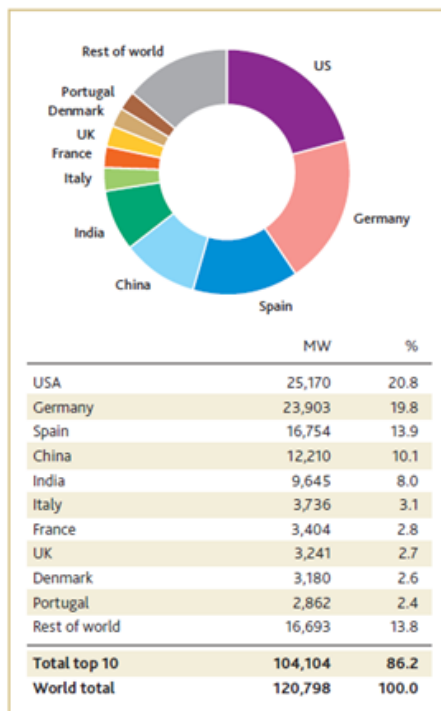
Figura 3.13: Top 10 de capacidade instalada [18].

Os EUA contam com 8,35 GW do novo aumento, elevando a sua capacidade em 50% e superando a Alemanha como o maior produtor de energia eólica, com um total de 25,1 GW, contra 23,9 GW.O país europeu consegue obter, porém, um percentual maior da sua energia de origem eólica.
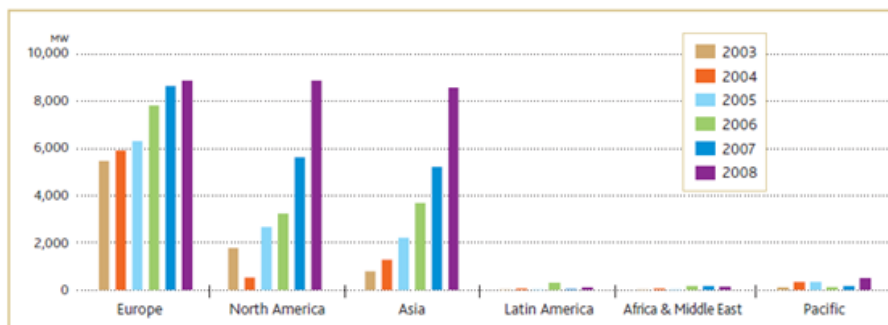
Figura 3.14: Capacidade anual instalada por região [18].

A China duplicou a sua capacidade instalada, somando pelo menos 6,3 GW e alcançando os 12,2 GW no total. Nesse ritmo, o gigante asiático está a caminho de superar a Alemanha e a Espanha e de se tornar,em 2010, o segundo país em termos de capacidade de produção eólica [18]. Na figura 3.14 assiste-se a um forte desenvolvimento da energia eólica na América do Norte e na Ásia como anteriormente mencionado.

A energia eólica consitui a única tecnologia de energia eléctrica que permite realizar as necessárias reduções nas emissões de $CO_2$ no sector da energia no período crítico até 2020, já que os gases de efeito de estufa atingiram um valor elevado e devem começar a diminuir se se pretender evitar os piores impactos das alterações climáticas. Os 120,8 GW de capacidade eólica mundial instalados vão produzir 260 TWh de electricidade e economizar 158 milhões de toneladas de $CO_2$ por ano [18].

# Capítulo 4

# Análise Técnica

## 4.1 Aerodinâmica

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas de manifestar a energia proveniente do Sol, uma vez que os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. As diferenças de pressão atmosférica causadas pelo aquecimento diferencial terrestre provocam a deslocação de massas de ar (vento), as quais são influenciadas pelas condições atmosféricas, por obstáculos e pelas condições do solo. O aproveitamento da energia cinética do vento é efectuado através de turbinas eólicas acopladas a geradores; este conjunto turbina-gerador é designado por aerogerador.

A energia cinética derivada das deslocações de massas de ar pode ser transformada em:

- energia mecânica através de aeromotores;

- energia eléctrica através de turbinas eólicas ou aerogeradores.

Como se pode observar na equação 4.1, a potência mecânica disponível numa turbina depende principalmente da velocidade do caudal de ar que passa através dela, fazendo com que o interesse deste recurso seja influenciado pela intensidade e direcção do vento. Assim a potência do vento, que passa perpendicularmente através de uma área circular, é dada pela seguinte expressão:

$$P = 1/2 \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \Pi \cdot r^2 \tag{4.1}$$

Onde:

- P - potência média do vento(W);
- $\rho$ - densidade do ar seco = 1,225 kg/$m^3$ (PTN);
- V- velocidade média do vento (m/s);
- r - raio do rotor (m).

Contudo, esta energia não pode ser inteiramente recuperada pelo aerogerador.

A lei de *Betz* indica que, independentemente da forma construtiva da turbina, apenas 16/27, cerca de 59%, da energia cinética contida no vento, pode ser transformada em energia mecânica.
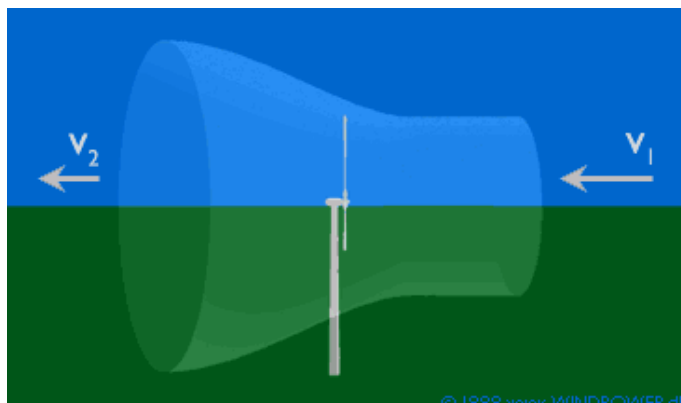
Figura 4.1: Tubo de *Betz* [19].

A teoria de *Betz* coloca em modelo a passagem do ar antes e após a turbina, por um tubo de corrente onde:

- $V_1$ é a velocidade do vento antes das pás da turbina;
- $V_2$ é a velocidade do vento após ter transferido energia às pás da turbina;

Onde $V_1 > V_2$ , sendo estas velocidades paralelas ao eixo do rotor.

A passagem do vento pela turbina eólica provoca a redução da velocidade uma vez que capta a sua energia cinética e a converte em energia rotacional. Como consequência, a velocidade do vento a jusante é inferior à de montante, (figura 4.1). A pressão do ar aumenta gradualmente a montante com a aproximação da torre eólica, mas, como o rotor actua como uma barreira para o vento, a pressão do ar cai imediatamente a jusante do rotor, crescendo de forma gradual até atingir de novo o valor da pressão atmosférica. Assim, de forma a tornar o cálculo mais preciso, é utilizado o coeficiente $C_p$ no cálculo da potência:

$$P = 1/2 \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \Pi \cdot r^2 \cdot C_p \tag{4.2}$$

O coeficiente $C_p$ caracteriza o nível de rendimento de uma turbina eólica e pode ser definido pela razão:

$$C_p = \frac{Potência\ disponível\ no\ eixo}{Potência\ disponível\ (útil)} \tag{4.3}$$

## 4.2 Característica eléctrica do aerogerador

Uma das características eléctricas do aerogerador é a sua curva de potência. Esta consiste numa curva que apresenta a potência eléctrica produzida pela turbina para diferentes valores da

velocidade do vento, sendo projectada para produzir a máxima potência (potência nominal) a uma determinada velocidade do vento (vento nominal).

Como consequência da variação cúbica da potência com a velocidade do vento ilustrada em 4.2, pequenas oscilações na velocidade do vento originam grandes variações na potência. Um aumento na velocidade do vento de 8 para 10 m/s (aumento de 25%) traduz-se num aumento de potência de cerca de 100%, mantendo constantes as restantes condições. O rendimento do sistema aerodinâmico dos aerogeradores actuais varia entre 50 e 70% do máximo teórico. O processo de conversão de energia mecânica em energia eléctrica tem uma eficiência de 90-95%, tendo assim o aerogerador um rendimento global de 27 a 40%.

A curva de potência de uma turbina eólica consiste numa curva que apresenta a potência eléctrica gerada pela turbina para diferentes valores da velocidade do vento.
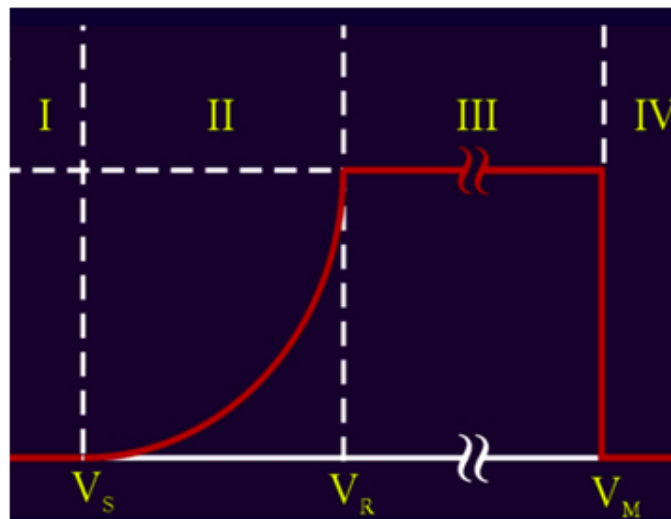
Figura 4.2: Curva da potência de uma turbina em função da velocidade do vento.

Os aerogeradores, para velocidades do vento reduzidas não produzem energia (Zona I). A grande parte dos aerogeradores começa a produzir energia a partir de velocidades do vento próximas dos 5 m/s (*cut-in wind speed* - VS), tendo uma potência dada pela equação anterior (Zona II) e atingindo a sua potência nominal para velocidades do vento compreendidas entre 12 a 15 m/s (*rated wind speed* - VR). Para velocidades do vento superiores a VR, é mantida a potência máxima (Zona III).Contudo quando a velocidade do vento ultrapassa os 25 a 30 m/s (*cut-out wind speed* - VM), o aerogerador desligado por razões de segurança (Zona IV).

Quando a velocidade do vento excede um valor para o qual a turbina atinge a sua potência nominal, é necessário limitar a potência fornecida pela turbina eólica. Esta tarefa de regulação é realizada através dos métodos de controlo de potência apresentados no Capítulo 2.

## 4.3 Previsão do vento

As ferramentas de previsão do vento têm sido utilizadas no auxílio da gestão dos sistemas eléctricos, realçando-se a previsão de carga que consoante o horizonte temporal da previsão, pode auxiliar o despacho do sistema electroprodutor.

Com a forte integração dos sistemas de produção de energias renováveis, nomeadamente a produção de energia eólica que tem actualmente um grande impacto nos sistemas eléctricos, surge a necessidade da utilização de ferramentas que permitam prever a potência associada à geração eólica para os seguintes efeitos:

- garantir a segurança de abastecimento;
- ajudar na resolução dos problemas de gestão de congestionamento;
- auxiliar o despacho económico e pré-despacho;
- planear reservas secundárias e terciárias afectadas pelas variações de produção eólica;
- traçar a gestão do armazenamento de energia;
- planear os trânsitos nas interligações;
- delinear a manutenção de parques eólicos;
- operar nos mercados de electricidade;
- apoiar a gestão de produção em parques eólicos.
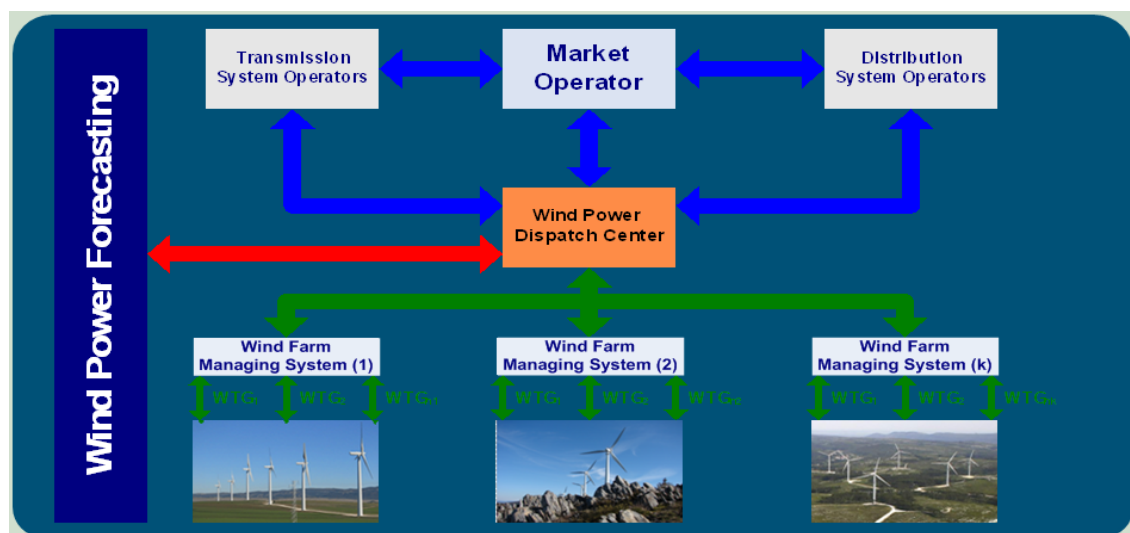
Figura 4.3: Utilização da previsão de energia eólica [20].

A previsão da geração eólica é desenvolvida considerando um determinado horizonte temporal, a qual depende do sistema eléctrico e da disponibilidade de dados. Deste modo pode-se classificar os horizontes de previsão em:

- Alguns s/min: com o objectivo de fazer o controlo das torres eólicas;
- 0 horas: *nowcasting*, estimativa da produção renovável para sistemas onde nem todos os parques eólicos são visíveis através de SCADA[1];
- 1-6 horas: Essencialmente para redes isoladas de pequena dimensão, permite a gestão de unidades convencionais rápidas;
- 1-72 horas: para sistemas interligados com grandes parques eólicos ( exige a disponibilidade de NWPs[2]);
- 1-7 dias: para planeamento da manutenção (extremamente útil para parques offshore);
- >7 dias: está normalmente associada ao apoio na gestão das centrais eléctricas convencionais, na gestão de recursos hídricos e na programação de acções de manutenção nos parques eólicos.

Os sistemas de previsão englobam dois tipos de modelos, os modelos físicos e os modelos estatísticos. Estes são utilizados em conjunto com o intuito de melhorar a performance dos resultados finais.

**Modelos Estatísticos**

Estes modelos procuram encontrar uma relação entre os valores históricos da produção eléctrica, assim como de algumas variáveis explicativas com a informação medida em tempo real. Na implementação destes modelos utilizam-se normalmente modelos do tipo AR, Redes Neuronais, sistemas de inferência difusa, modelos de regressão. Estes modelos possuem a vantagem de se obter directamente a previsão da potência como se pode ver na figura 4.4.
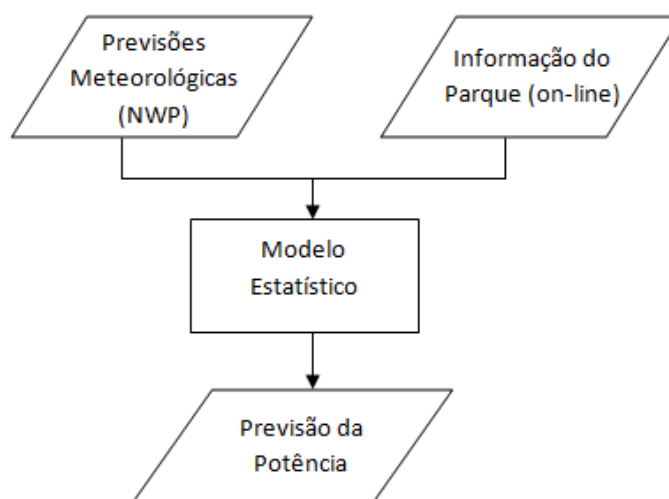
Figura 4.4: Diagrama geral dos modelos estatísticos.

[1] Supervisory Control And Data Acquisition
[2] Numerical Weather Prediction

Os modelos estatísticos podem ser representados pela seguinte expressão:

$$\hat{p}_{(t+k|t)} = f\left(p_t, \hat{u}_{(t+k|t_{NWP})}, \hat{\theta}_{(t+k|t_{NWP})}, \hat{x}_{(t+k|t_{NWP})}\right) \tag{4.4}$$

Onde:

- $\hat{p}_{(t+k|t)}$ corresponde à previsão da potência para o instante t+k efectuada no instante t;
- $p_t$ à potência produzida no instante t;
- $\hat{u}_{(t+k|t_{NWP})}$ à previsão NWP da velocidade do vento para o instante t+k efectuado no instante $t_{NWP}$;
- $\hat{\theta}_{(t+k|t_{NWP})}$ à previsão NWP da direcção do vento para o instante t+k efectuada no instante $t_{NWP}$.

Para além da potência produzida pode ser considerado outras medidas em tempo real [52].

Este modelo apresenta a vantagem de ser um modelo rápido uma vez que não necessita de modelação física.No entanto é de salientar que necessita de um conjunto extenso de dados históricos e de medidas em tempo real no parque.

**Modelos Físicos**

Os modelos físicos apoiam-se em leis físicas para atingir as previsões com base na modelação do escoamento do fluido do ar considerando a presença de obstáculos, a rugosidade e a orografia do terreno.

Os modelos *Numerical Weather Prediction* são modelos computacionais que permitem a simulação do comportamento da atmosfera, baseados em leis físicas que descrevem o comportamento hidrodinâmico da atmosfera.
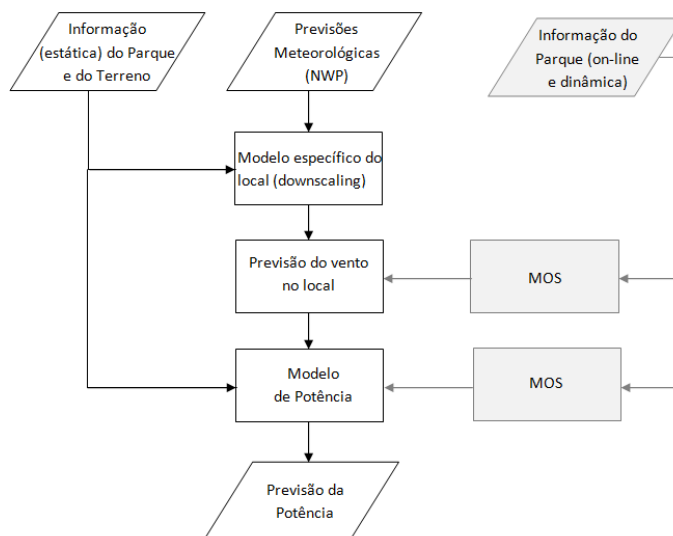
Figura 4.5: Diagrama geral dos modelos físicos.

No sentido de obter um modelo melhor os modelos físicos podem recorrer à introdução de modelos estatísticos, ilustrados de cor cinzenta na figura 4.5. O MOS (*Model Output Statistics*), que influenciam assim o output dos modelos físicos de forma a efectuar um ajuste estatístico. A conversão da previsão da velocidade em potência é efectuada através dos modelos de curva de potência, *Power Curve*, recorrendo à curva de potência característica de cada aerogerador. A curva de potência pode ser fornecida pelo fabricante ou pode ser obtida através do histórico de séries temporais com potências produzidas pelas máquinas em função das características do vento.

O processo *downscaling* consiste na adaptação das previsões dos modelos NWP ao local, a qual pode ser realizada através dos modelos micro ou meso-escala.

Os modelos de meso-escala baseiam-se no vento geostrófico para efectuar o downscaling, ou seja, o vento horizontal não acelerado que sopra ao longo de trajectórias rectilíneas. Apesar de ser um modelo rápido e de fácil implementação apresenta resultados insatisfatórios para terrenos complexos. Pelo contrário, o modelo de micro-escala que recorre a modelos *Computacional Fluid Dynamic* (CFD) de alta resolução para estimar o fluxo do vento no nível das turbinas, apresenta as vantagens de ser possível modelar o efeito da turbulência e obter resultados satisfatórios aquando da aplicação em terrenos complexos (apesar dos elevados custos e esforços de modelação) [53].

**Estrutura dos Modelos**
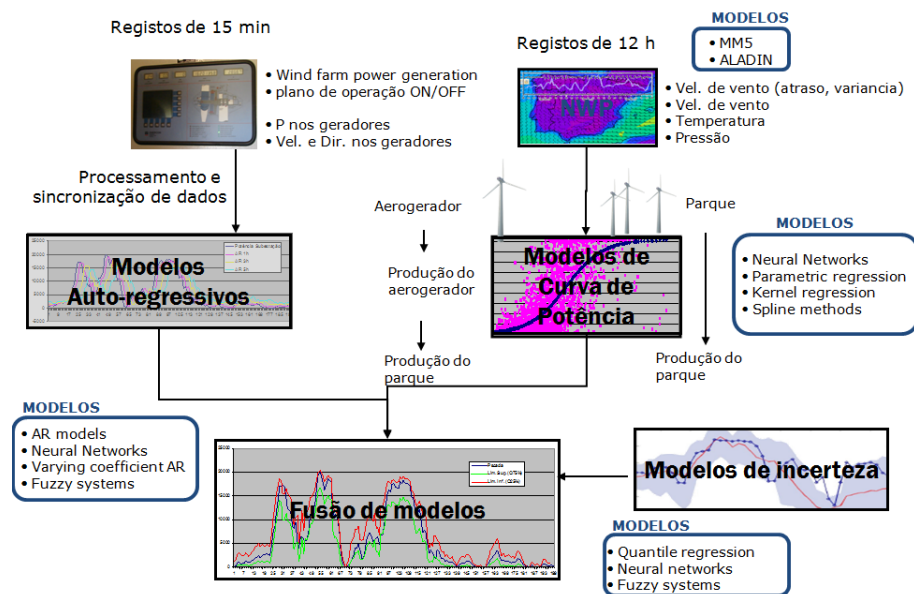
Figura 4.6: Estrutura dos Modelos [20].

## 4.4 Factores que influenciam o regime de ventos

A diversidade de factores que influenciam o regime de ventos são obtidos a partir de mapas analógicos, mapas digitais, imagens aéreas e imagens de satélite. O vento ao longo do dia apresenta um comportamento estatístico que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao

longo do tempo. Dados climáticos, dados do terreno e do uso do terreno possuem extrema importância para a análise de potenciais eólicos. As características topográficas e a rugosidade do solo, em determinadas áreas, permitem a redução ou a aceleração da velocidade do vento. Contudo, para além destas influências, a altura é outro factor que faz variar o valor da velocidade do vento. Assim, a velocidade do vento pode ser significativamente afectada em curtas distâncias, na avaliação do local para instalar turbinas eólicas todos os parâmetros responsáveis pela sua alteração devem ser tidos em conta. Entre os principais factores de influência no regime dos ventos destacam-se:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- A presença de obstáculos nas redondezas;
- O relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

Estes dados são obtidos a partir de mapas analógicos, mapas digitais, imagens aéreas e imagens de satélite. Os dados necessários para o levantamento das condições regionais podem ser obtidos a partir de mapas topográficos analógicos, mapas digitais, imagens aéreas, imagens de satélite e visitas ao local para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos.

### 4.4.1 Variação da velocidade com a altura

O deslocamento do ar sobre a superfície da terra forma uma camada limite que se estende a grandes alturas, onde o escoamento no seu interior é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma secção transversal, ou seja, o valor da velocidade em relação à altura. Nos problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica é frequente apresentar a distribuição da velocidade com a altura utilizando-se os modelos da "Lei da Potência"e a "Lei Logarítmica". A "Lei da Potência"é o modelo mais simples apresentando assim a vantagem da sua fácil utilização, contudo os resultados obtidos não possuem uma precisão adequada. A Lei da Potência é expressa por:

$$V(Z) = V(Z_r)\left(\frac{Z}{Z_r}\right)^n \tag{4.5}$$

onde:

- V($Z_r$) = Velocidade na altura de referência;
- V(Z) = Velocidade na altura desejada;
- $Z_r$ = Altura de referência;

- Z = Altura desejada;
- n = Parâmetro directamente associado à rugosidade da superfície;

O valor de "n"é utilizado mais frequentemente como o valor referente a uma rugosidade classe 1 onde n = 1/7. A tabela seguinte apresenta alguns valores do factor "n"para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 4.1: Tabela do factor n para diferentes tipos de superfície [31].

| Descrição do terreno | Factor n |
|---|---|
| Superfície lisa, lago ou oceano | 0,1 |
| Grama baixa | 0,14 |
| Vegatação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais | 0,16 |
| Arbustos, árvores ocasionais | 0,2 |
| Árvores, construções ocasionais | 0,22 - 0,24 |
| Áreas residencias | 0,28 - 0,40 |

A "Lei Logarítmica"é um modelo mais complexo onde é considerado que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento. A modelagem do perfil Logarítmico utiliza o conceito de comprimento de mistura L ("*mixing length*") definido com a utilização da constante de *Von Kármán* $k_c$ e o comprimento de rugosidade $Z_0$ apresentado na tabela seguinte, que considera que a superfície da Terra nunca se apresenta perfeitamente lisa.

Tabela 4.2: Tabela do factor $Z_0$ para diferentes tipos de superfície [32].

| Tipo de terreno | $Z_0$ (m) |
|---|---|
| Plano (mar, areia, neve) | 0,001 - 0,02 |
| Moderadamente rugoso (ervas curtas, campos de trigo ou cereais) | 0.02 - 0,3 |
| Rugoso (bosques, bairros) | 0,3 - 2 |
| Muito rugoso (cidades, edifícios) | 2, 10 |

Este modelo é utilizado para estimar a velocidade do vento numa determinada altura a partir de uma altura de referência.Essa altura pode ser calculada a partir de duas expressões de perfil logarítmico: uma para a altura de referência ($Z_r$) e outra para a altura desejada (Z). Essa equação torna-se mais precisa ao considerar a rugosidade em cada expressão logarítmica das alturas Z e $Z_r$. A "Lei Logarítmica"é expressada por:

$$V(Z) = V(Z_r)\frac{ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \tag{4.6}$$

onde:

- V($Z_r$) = Velocidade na altura de referência;
- V(Z) = Velocidade na altura desejada;

- $Z_r$ = Altura de referência;
- Z = Altura desejada;
- $Z_0$ =Comprimento de rugosidade do local;
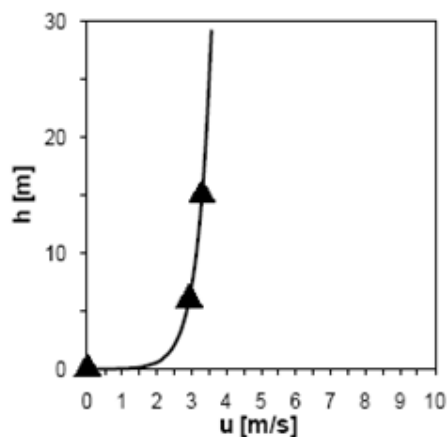
Figura 4.7: Variação da velocidade do vento com a altura acima do solo [21].

### 4.4.2 Influência da rugosidade do terreno na variação da velocidade

O vento é alvo de alguns elementos que afectam o seu valor, direcção e sentido, podendo ainda causar pequenas turbulências na superfície. Estes elementos são constituídos por árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo que oferecem resistência à passagem do vento. Deste modo, a rugosidade de uma determinada àrea é fornecida pela distribuição dos seus elementos, sendo que quanto mais densa e mais alta for a sua formação, maior será a rugosidade, ou seja, maior será a dificuldade para o vento se deslocar.

Nas considerações sobre o valor das variáveis "n"da "Lei de Potência"e o valor do comprimento de rugosidade $Z_0$ da "Lei Logarítmica"atrás enunciadas, conclui-se que estas estão directamente associadas à rugosidade do terreno.
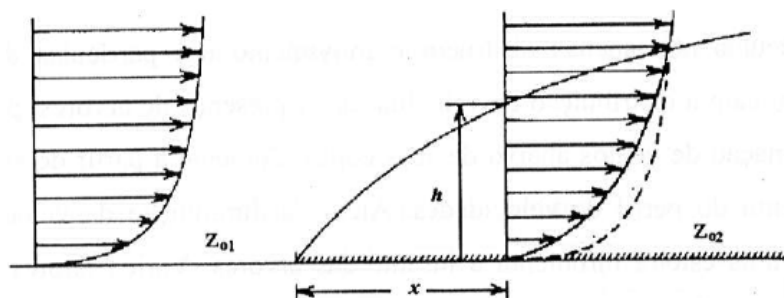
Figura 4.8: Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento [22].

Pode-se observar na figura 4.8 a forma como a velocidade é afectada consoante a rugosidade de dois terrenos. Assistimos, assim, a uma influência no perfil vertical do vento devido à mudança da rugosidade do valor $Z_{01}$ para $Z_{02}$.

A altura h, onde o valor do vento se mantém o mesmo para os dois níveis de rugosidade é uma função da distância x. A velocidade do vento no terreno $Z_{02}$ é significativamente reduzida em relação ao vento vindo do terreno $Z_{01}$, onde o atrito do terreno responsável, representado pelo novo perfil de rugosidade, mostra uma perda de energia do vento. A determinação da altura h torna-se de grande importância no posicionamento das turbinas eólicas num determinado local. Quando a altura h da influência da mudança de rugosidade está acima da altura do rotor das turbinas eólicas deve-se adoptar um factor de correcção aplicado à velocidade do vento. Caso essa altura h esteja abaixo, o efeito é minimizado podendo assim utilizar-se as medidas como válidas.

Uma alternativa para a determinação da altura h em função dos demais parâmetros existentes na mudança de rugosidade pode ser determinada pela seguinte equação:

$$\frac{h}{Z_0'}\left(ln\frac{h}{Z_0'}-1\right)=0,9\frac{x}{Z_0'} \quad (4.7)$$

$$Z_0' = max\,(Z_{01}, Z_{02}) \quad (4.8)$$

Onde o parâmetro $Z_0$ é definido por uma escala de comprimento utilizada para caracterizar a rugosidade do terreno. É importante salientar que o comprimento de rugosidade $Z_0$ não é um valor constante, podendo este ser considerado como um parâmetro temporal, uma vez que está directamente associado às mudanças naturais da paisagem. Essas mudanças podem ser observadas, por exemplo, com os diferentes períodos de cultivação (plantação, crescimento e colheita).

No Atlas Europeu de Vento a abordagem seguida para a contabilização da rugosidade do terreno foi ligeiramente diferente, tendo-se optado por dividir os diferentes tipos de terrenos em classes características. No Anexo 1 mostra-se a respectiva tabela.

### 4.4.3 Influência dos obstáculos

Os obstáculos são elementos de dimensões conhecidas que podem causar uma redução na velocidade do vento e produzem o chamado efeito de sombreamento.

Os obstáculos, para além de obstruírem o movimento das partículas de ar, modificam a distribuição de velocidades. Elementos como formações rochosas, morros, construções civis, torres não porosas e agrupamento denso de árvores de grande altura podem ser considerados obstáculos caso a sua distância em relação ao ponto de observação seja pequena.

O escoamento é influenciado por vários factores, como a forma dos obstáculos, a distância entre eles, a sua porosidade, etc. Assim, uma influência quantitativa dos obstáculos apresenta perdas significativas a nível energético devido a mudanças de direcção dos ventos ou a turbulências. No estudo quantitativo da influência dos obstáculos, estes são considerados como "caixas"com secção transversal rectangular, no qual deve ser considerado em relação ao ponto de interesse, as suas dimensões e a sua porosidade.

As zonas geográficas acidentadas estão associadas a um obstáculo ou a um conjunto que irá constituir a rugosidade do terreno.

Junto ao obstáculo, a velocidade é bastante afectada, especialmente a jusante, onde existe o desenvolvimento da esteira viscosa. Nessas condições o obstáculo deverá ser tratado individualmente e não como parte de um conjunto que compõe a rugosidade do terreno. Ao se classificar um elemento como obstáculo, o mesmo não pode ser considerado como rugosidade, e vice-versa. A perturbação dos obstáculos está directamente relacionada com as suas dimensões, principalmente com a sua altura. A área influenciada pela presença de um obstáculo - efeito *Sheltering Effect* -pode estender-se por até três vezes a sua altura, no sentido vertical, e até quarenta vezes essa mesma altura, no sentido horizontal, na direcção do vento.

A figura seguinte mostra a influência do obstáculo na redução da velocidade do vento. As curvas no seu interior mostram o percentual de redução na velocidade do vento dentro da "área abrigada"em relação a um ponto de observação.
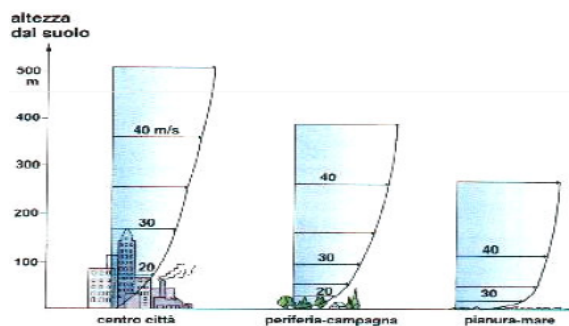
Figura 4.9: Efeito do obstáculo sobre os ventos, em função da sua altura [23].

### 4.4.4 Influência do relevo

À semelhança da rugosidade e dos obstáculos o relevo também se apresenta como uma característica importante para o regime do vento.
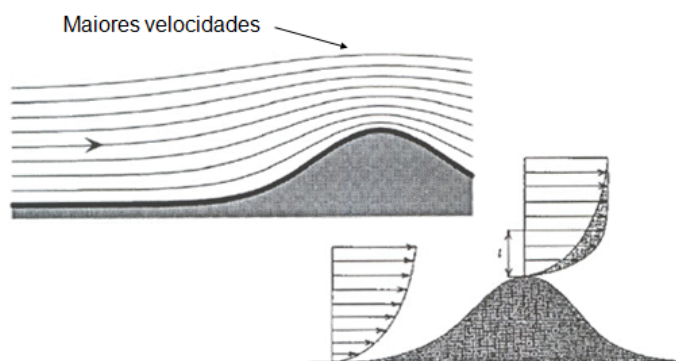
Figura 4.10: Esquema do regime de vento em situação de relevo [24].

Aquando da presença de uma colina pode-se verificar, dependendo da sua geometria, um aumento na velocidade do vento e uma considerável mudança de direcção. Na figura 4.10, é ilustrada uma situação desse tipo.

Como se pode observar, o valor de velocidade é fortemente afectado pela colina.Outras zonas geográficas como vales, montanhas e "gargantas"também influenciam o regime do vento. É frequente a utilização de curvas de nível, extraídas dos mapas topográficos, para descrever o relevo de uma região.

A análise do escoamento de um terreno utilizando curvas de nível não é de fácil modelagem, pelo que existem programas computacionais destinados à análise de locais eólicos que utilizam curvas de nível de grande complexidade e detalhe. Com o avanço dos modelos de escoamento e a crescente velocidade de processamento dos computadores, os resultados mostram-se cada vez mais acessíveis e precisos.

### 4.4.5 Influência do efeito de esteira

Outro aspecto que afecta o regime dos ventos é o designado efeito de esteira. Este consiste na perturbação na parte posterior do aerogerador em virtude da passagem do vento, isto porque o vento resultante da energia mecânica aproveitada pela turbina eólica apresenta-se com um conteúdo energético muito inferior, muito turbulento e abrandado em relação ao vento incidente. É por esta razão que a instalação das turbinas eólicas no interior de um parque eólico tem de ser efectuada de modo criterioso. A fim de reduzir este efeito é efectuado a separação entre aerogeradores de 5 a 9 diâmetros do rotor na direcção dos ventos dominantes e de 3 a 5 diâmetros nas direcções perpendiculares aos ventos dominantes. As perdas típicas de energia devido a este efeito são de cerca de 5%.

## 4.5 Representação estatística do regime dos ventos

Em cada período do ano assiste-se a frequentes variações climáticas que influenciam a velocidade do vento ao longo do ano. Esta influência faz com que os dados do vento sejam medidos no decorrer de vários períodos (alguns anos) para que seja feita uma análise mais precisa em relação ao desempenho do vento. Assim, as grandezas estatísticas de maior relevância na determinação do regime do vento são a velocidade média $\bar{V}$ e o desvio padrão $\sigma$.

Quando há a necessidade de seleccionar uma turbina eólica ou de comparar várias regiões através dos parâmetros estatísticos o uso de tabelas de frequência e de histogramas tornou-se pouco prático. Por conseguinte, existe a necessidade de armazenar os dados de forma compacta.Na prática, os dados do vento sofrem um tratamento estatístico adequado, adoptando-se o procedimento de armazená-los na forma de expressões analíticas conhecidas como distribuições de probabilidades, as quais facultam a probabilidade de ocorrência de ventos com determinada velocidade V.

A função densidade de probabilidade g(V) para fins de utilização prática deve satisfazer dois requisitos:

- O gráfico gerado deve representar, o mais aproximadamente possível, o histograma de velocidades;

- A função de probabilidade deve ser de fácil associação ao regime dos ventos que se deseja simular.

Com o segundo requisito pretende-se referir a necessidade de definir g(V) em função das grandezas estatísticas anteriormente mencionadas. Dos vários testes efectuados na utilização de modelos probabilísticos para ajuste das curvas de frequência de velocidade foi possível associar uma distribuição de probabilidade à curva de frequência de velocidades, cujas propriedades podem ser deduzidas matematicamente. Das diversas distribuições estatísticas testadas, as distribuições de *Weibull e Rayleigh* são as mais indicadas para a representação dos dados de vento.

### 4.5.1 Distribuição de *Weibull*

Uma vez que a intensidade do vento ao longo do dia não é constante para se determinar a energia produzida durante um certo intervalo de tempo é necessário recorrer a um tratamento de dados de forma a agrupar as velocidades e as frequências em que eles ocorrem (histograma de velocidade). De forma mais simplificada, é necessário saber quantas vezes ocorreu um certo valor de vento no intervalo em estudo.

A distribuição de *Weibull* é o método mais utilizado para se realizar o tratamento estatístico de histogramas relativos ao comportamento dos ventos sendo também usado na maioria dos programas computacionais que estimam a produção anual de energia.

A distribuição de *Weibull* é normalmente representada em função de "k"e "A", onde:

- k = factor de forma da distribuição dos ventos;

- A = factor de escala que depende da velocidade média dos ventos;

Em determinadas localidades e em certos períodos do ano a distribuição de *Weibull* ajusta-se bastante bem ao histograma de velocidade, apresentando melhores resultados do que aqueles fornecidos pela distribuição de *Rayleight*. A função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada pela seguinte expressão:

$$g(V) = \frac{k}{A}\left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^{k}} \tag{4.9}$$

Como descrito anteriormente, a distribuição de *Weibull* é uma distribuição de dois parâmetros: um parâmetro de escala ("A"), relacionado com o valor da velocidade média, e o parâmetro de forma ("k"), que é adimensional e fornece a indicação da uniformidade da distribuição e a forma da curva de *Weibull*. A figura seguinte mostra a influência do parâmetro de forma k na curva de distribuição de *Weibull*.
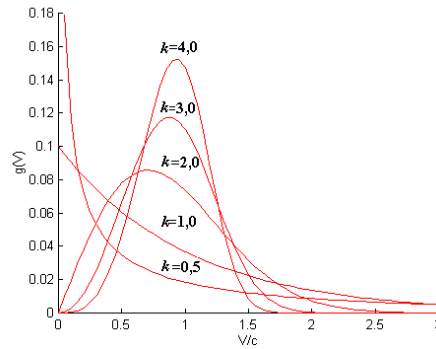
Figura 4.11: Influência do parâmetro k na curva de distribuição de *Weibull* [22].

A distribuição de *Weibull* reduz-se à distribuição de *Rayleigh* quando k = 2 com o parâmetro de escala assumindo o valor de:

$$A = \frac{2V}{\sqrt{\Pi}} \tag{4.10}$$

Existem vários métodos para estimar os parâmetros da distribuição de *Weibull*, contudo estes dependem dos dados disponíveis do vento e do rigor exigido. Estudos demonstram que se obtém resultados mais precisos a partir do método que utiliza a velocidade média e o desvio padrão como grandezas estatísticas. Podem ver-se as suas relações com os parâmetros A e k nas seguintes expressões:

$$A = \frac{V}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \tag{4.11}$$

e

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1{,}086} \tag{4.12}$$

onde Γ é a função gama de argumento

$$\left(1+\left(\frac{1}{k}\right)\right) \tag{4.13}$$

### 4.5.2 Distribuição de *Rayleight*

A função densidade de probabilidade de *Rayleigh* fica definida apenas com o conhecimento do valor da velocidade média, que representa de forma correcta os regimes de vento que apresentam velocidades moderadas (4 - 8 m/s). A função densidade de probabilidade de *Rayleigh* é dada pela expressão:

$$g(V) = \frac{\Pi}{2}\frac{V}{V'^2}e\left[-\frac{\Pi}{4}\left(\frac{V}{V}\right)^2\right] \tag{4.14}$$

Onde $\bar{V}$ é a velocidade média do vento.

A vantagem da distribuição de *Rayleigh* deve-se à sua simplicidade de utilização, embora esta seja também conhecida pelas suas limitações, uma vez que não permite representar muitas situações práticas, especialmente quando as velocidades de vento são elevadas. A figura seguinte mostra a influência da velocidade média na curva de distribuição de *Rayleigh*.
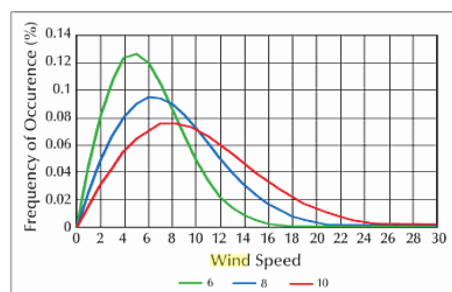
Figura 4.12: Influência da velocidade média na distribuição de *Rayleigh* [25].

### 4.5.3 Avaliação dos recursos eólicos

Normalmente os valores que definem o regime dos ventos de uma região, a velocidade média,o desvio padrão e os parâmetros da distribuição de *Weibull* apresentados nos Atlas Eólicos disponíveis são apenas um indicativo do potencial de cada região. Aquando da realização de um investimento, independentemente da sua finalidade, é necessário conhecer de forma precisa o regime dos ventos da região de interesse. Se houver interesse em construir um parque eólico é necessário conhecer previamente o regime dos ventos do local para saber se será possível produzir a quantidade de energia desejada anualmente e se a área disponível é suficiente para realizar o empreendimento.

## 4.6 Cálculo da energia gerada por um sistema eólico

A energia anual produzida é o factor técnico-económico mais importante na avaliação de um projecto eólico. São as incertezas na determinação da média anual da distribuição da velocidade do vento ao longo do tempo e na curva de potência da turbina eólica que contribuem para uma avaliação imprecisa da energia anual gerada aumentando o risco para o investimento. Para calcular a energia gerada por um sistema eólico é necessário conhecer os elementos que definem o regime dos ventos do local, ou seja, o histograma de velocidades do vento obtido a partir de medições locais ou estimado a partir de curvas de distribuição de frequência e a curva de potência medida da turbina eólica.

Para se determinar a energia gerada é necessário calcular a potência disponível($P_d$) e a potência efectivamente gerada ($P_g$). A potência disponível transportada pelo vento é dada por:

$$P_d = \frac{1}{2}\rho \cdot V^3 A \tag{4.15}$$

onde:

- $\rho$ = massa específica do ar (em geral, utiliza-se o valor médio de 1,225 kg/$m^3$);
- V = velocidade do vento;
- A = área varrida pelas pás do rotor.

A potência gerada pelo sistema eólico é dada por

$$P_g = \eta \cdot Pd \tag{4.16}$$

onde:

- $\eta$=rendimento total do sistema.

### 4.6.1 Procedimento para cálculo da energia gerada por um sistema eólico

É de extrema importância calcular a energia produzida por um sistema eólico através das suas características para avaliar a sua viabilidade económica. O esquema representado na figura 4.13 foi criado para, de uma forma mais simples, se perceber o algoritmo de cálculo de energia eólica produzida anualmente. No referido esquema foi efectuado uma numeração de 1 a 9 para ajudar a compreender as diferentes etapas do processo de cálculo de energia. Em relação ao esquema tem-se:

- 1- Neste ponto é escolhida a máquina a utilizar, parâmetros como potência, curva de potência, diâmetro do rotor e altura da torre que constituem dados essênciais que serão posteriormente utilizados.
- 2- Em muitas situações há uma determinada potência que se pretende instalar enquanto noutras há um espaço delimitado que vai ser aproveitado para instalar o número de aerogeradores que o projectista entender de forma a optimizar a eficiência.
- 3- Nesta etapa é calculado o número de aerogeradores através da potência instalada e da potência do aerogerador ou então pela soma dos aerogeradores distribuídos pelo projectista na área em causa.
- 4- No caso de existir um espaço delimitado para distribuir os aerogeradores, essa distribuição não é realizada ao acaso, mas sim numa lógica de eficiência do aproveitamento eólico em que é tido em conta a direcção e a disposição, sendo que, devido ao efeito de esteira a distância entre aerogeradores aquando da direcção do vento dominante tem de ser considerada como sendo superior a 6 diâmetros do rotor. Já na direcção perpendicular (e para outras direcções) tem de ser considerada uma distância superior a 3 diâmetros. Observando a disposição da rosa-dos-ventos, procede-se ao posicionamento dos aerogeradores

na direcção do vento com maior intensidade, isto é, após o estudo do regime dos ventos a implementação dos aerogeradores deve ser sempre realizada com o cuidado de os colocar em zonas de maior valor anual do parâmetro A (m/s) da distribuição de *Weibull*. Após o estudo geográfico, e tendo em conta todas estas considerações, determina-se o número de aerogeradores a instalar.
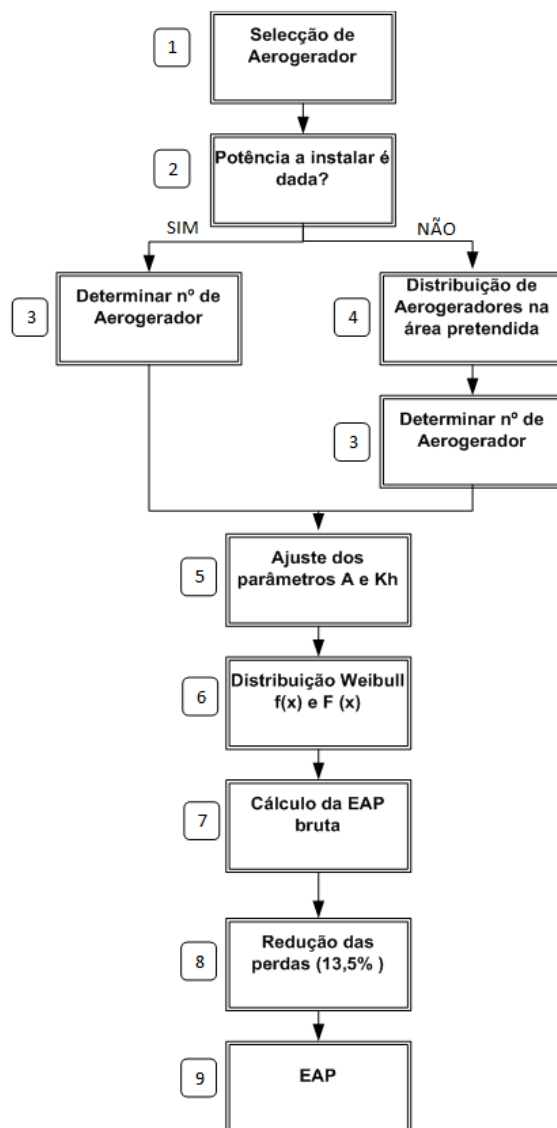
Figura 4.13: Algoritmo de cálculo da energia produzida por uma parque eólico.

- 5- Posto isto, é necessário realizar a correcção dos valores referentes à velocidade do vento e do factor de forma (k) para a altura do aerogerador. As expressões para a actualização destes valores são:

$$k_H = \frac{k_R}{1 - 0,5474 \times \left(\frac{Z_0}{H_R}\right)^{0,2} \times \left(log\frac{H}{H_R}\right)} \tag{4.17}$$

Refira-se que, no cálculo do parâmetro de forma não é necessário calculá-lo para os diferentes pontos do terreno pois ele mantém-se igual para todos os pontos.

$$A_H = A_R \times \left(\frac{H}{H_R}\right)^{\left(\frac{Z_0}{H_R}\right)^{0,2} \times (1-0,5474 \times logA_R)} \tag{4.18}$$

Onde:

H - altura da torre dos aerogeradores;

$H_R$ - altura em que foram efectuadas as medições;

$z_0$ - rugosidade do solo.

- 6- Após ter conhecimento da quantidade,disposição dos aerogeradores pelo parque e o ajuste dos parâmetros é possível proceder ao cálculo do valor da energia anual produzida pelo parque eólico. Com esse intuito, primeiramente procede-se à elaboração do esboço gráfico da curva de potência dos aerogeradores,como pode ser visto um exemplo na figura 4.14.
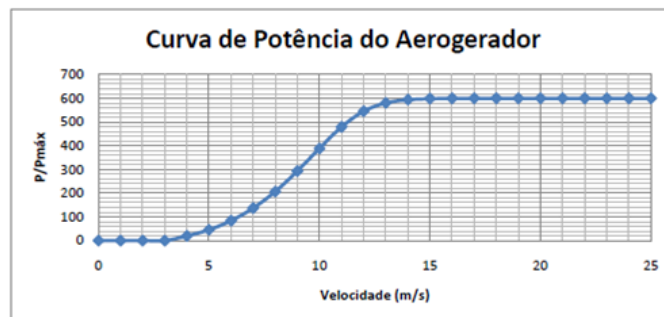
Figura 4.14: Exemplo de curva de potência de um aerogerador.

Seguidamente, procede-se à elaboração da Distribuição de *Weibull* f (V) para os diferentes valores do parâmetro A , bem como, ao traçado da função de distribuição acumulada F (V) que é o integral da função de distribuição (que nos dará a área entre 2 pontos dessa mesma função de distribuição).

Estas distribuições podem ser determinadas utilizando a função "*Weibull(x;alpha;Beta;cumulativo)*"do software Excel. Socorrendo-nos da ajuda do *Excel*, facilmente se obtem a analogia com os parâmetros da distribuição descrita em 4.9:

A equação para a função de distribuição cumulativa de *Weibull* é:

$$F(x;\alpha;\beta) = 1 - e^{-(x/\beta)^{\alpha}} \tag{4.19}$$

A equação para a função de densidade de probabilidade de *Weibull* é:

$$F(x;\alpha;\beta) = \frac{\alpha}{\beta^{\alpha}} x^{\alpha-1} \cdot e^{-(x/\beta)^{\alpha}} \tag{4.20}$$

Quando $\alpha = 1$, *Weibull* devolve a distribuição exponencial com:

$$\lambda = \frac{1}{\beta} \tag{4.21}$$

Portanto, $\alpha$ equivalerá a $k_h$, $\beta$ a A (m/s) e x, obviamente, a v (m/s).

Para determinar a distribuição recorre-se à probabilidade acumulada para o cálculo no intervalo, isto é, para o cálculo do intervalo [0;1] a probabilidade será igual à probabilidade de ocorrência de 1, menos a probabilidade da ocorrência de 0. De forma mais clara:

$f_w$[0,1]=*Weibull*($x_1$;$k_h$;A;verdadeiro)- *Weibull*($x_0$;$k_h$;A;verdadeiro)

A título de exemplo, apresentam-se os gráficos de f (V) e F (V).
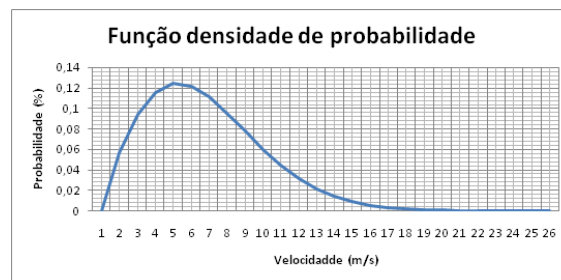
Figura 4.15: Exemplo de curva de f (V).
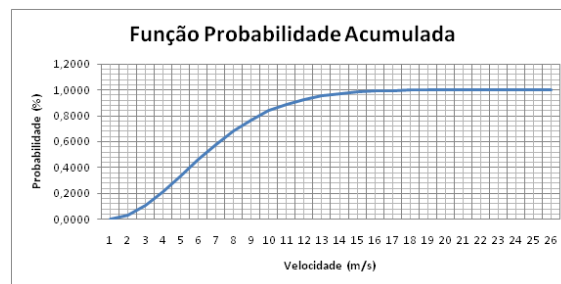
Figura 4.16: Exemplo de curva de F (V).

Para obtenção do valor de potência produzido por cada gerador é necessário realizar um varrimento do gráfico da curva de potência, multiplicado pelo valor respectivo do gráfico da função de distribuição acumulada.

- 7- Com a distribuição de *Weibull* determinada, é possível obter a Energia Anual Produzida(EAP) para cada velocidade de vento (v) nas diferentes zonas de A (m/s).

O valor esperado para a energia eléctrica produzida anualmente é dada por:

$$EAP_A = 8760 \times \int_{V_S}^{V_M} f(V) \times P_e(V)dV \tag{4.22}$$

Onde f(V) é a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, P (V) é a característica eléctrica do sistema de conversão de energia eólica, $V_S$ é a velocidade de cut-in e $V_M$ é a velocidade de cut-out.

Uma vez que não se possui a função da curva de potência e de forma a tornar o cálculo da EAP mais simples, é utilizado uma aproximação através da utilização de distribuição discreta, pelo que a equação X se transforma em:

$$EAP_A = Fw_{t,t+1} \times Pmed_{t,t+1} \times P_{Aerogerador} \times 8760 \times N^o Aerogeradores \tag{4.23}$$

Onde:

$EAP_A$ - Energia anualmente produzida para o factor de escala A;

$Fw_{t,t+1}$ - Funcão de distribuição acumulada no intervalo t, t+1;

$$Fw_{t,t+1} = Fw_{t+1} - Fw_t \tag{4.24}$$

$Pmed_{t,t+1}$ - Potência média (curva de potência) no intervalo t, t+1;

$$Pmed_{t,t+1} = Pmed_{t+1} - Pmed_t \tag{4.25}$$

$P_{Aerogerador}$ - Potência nominal do Aerogerador

$N^o$ Aerogeradores - Número de Aerogeradores instalados na respectiva áera do factor de escala em causa.

Para determinar a EAP total basta somar as EAP para todos os factores de escala:

$$EAP_{TOTAL} = \sum_{A}^{n} EAP_A \tag{4.26}$$

Ter em conta que a partir da curva de potência do aerogerador é possível observar o valor superior e inferior limite do vento para os quais não se consegue produzir energia eléctrica.

- 8- Como em todos os processos é necessário dar atenção às perdas. É usual subtrair uma percentagem de 13,5% que representa as perdas de produção do parque: efeitos de esteira, imprevisibilidade do fornecimento, controlo, sujidade nas pás, etc.

- 9- Conclui-se o processo de cálculo da Energia Anual Produzida, sendo possível determinar a valorização da energia produzida anualmente pelo parque eólico usando o sistema de renumeração de produção em regime especial (PRE).

### 4.6.2 Procedimentos para avaliação de locais com potencial eólico

#### 4.6.2.1 Ferramentas computacionais

Geralmente quando se depara com uma região que apresenta incidência de ventos fortes espera-se que seja um bom local para a implementação de sistemas eólicos. Contudo esse factor não é suficiente para indicar a viabilidade de projectos eólicos para a região, sendo fundamental

conhecer de forma detalhada o comportamento e a sazonalidade do vento. Desta forma, devido à complexidade do processo, a realização de uma pesquisa em locais promissores exige a utilização de critérios bem definidos. Existe assim a necessidade de elaborar um procedimento básico para facilitar a identificação dos elementos que definem a qualidade do local em causa.

Pode-se dividir os procedimentos necessários em duas etapas: a primeira tem como objectivo uma análise de pré-qualificação do local através da elaboração de questões que permitam identificar, de maneira precisa, os factores que influenciam o regime dos ventos como as condições do solo, o tipo de vegetação, a complexidade do terreno e a presença de obstáculos. Nesta etapa é essencial fazer o estudo do sistema eléctrico local, a sua disponibilidade e a distância da rede de distribuição mais próxima. É necessário ter informação sobre o comportamento do vento no local a ser analisado, deve-se averiguar a existência de algum tipo de medição de vento no local ou na eventualidade de não existir recorrer aos dados medidos nas estações anemométricas nas cidades vizinhas. Possuindo os dados do vento e o mapa do relevo da região avalia-se o comportamento dos ventos de forma a verificar se o local em questão é adequado para a implementação do empreendimento. Após estas avaliações é possível tirar uma conclusão relativamente à potencialidade do local e se os resultados forem satisfatórios deve-se realizar uma análise mais cuidada com medições específicas do local para averiguar a capacidade de produção do local.

A segunda etapa de avaliação dos locais eólicos é, sem dúvida, a fundamental, pois é aqui que se define a viabilidade do empreendimento. Nesta etapa realiza-se um levantamento mais elaborado e propõe-se o projecto para aproveitamento do potencial eólico no local. Será feito um levantamento o mais detalhado possível do mapeamento geral do local, identificando factores que influenciam o regime dos ventos (rugosidade, obstáculos e relevo) e a capacidade de produção. Com a ajuda destes dados elabora-se o mapa do sistema eólico, posicionam-se as estações anemométricas que comprovarão o regime dos ventos do local e ensaia-se o posicionamento dos aerogeradores. De seguida, com os dados obtidos das estações anemométricas monta-se uma série histórica consistente do local, correlacionando-se esses dados com aqueles obtidos nas estações vizinhas, determina-se o tipo de aerogerador que melhor se adapta ao local e estima-se a energia por ele produzida. Esses resultados associados aos custos inerentes da área e dos equipamentos, permitirão estimar a capacidade de produção do sistema eólico e identificar o custo da energia gerada (MWh).

#### 4.6.2.2 Ferramentas computacionais

A utilização de ferramentas computacionais tem sido cada vez mais aplicada na simulação do comportamento da distribuição da velocidade do vento numa determinada região, a partir dos dados anemométricos representados por pontos discretos de medição. Estas também são utilizadas na simulação do comportamento de máquinas eólicas distribuídas numa determinada área. O posicionamento óptimo das turbinas numa determinada região é influenciado pela velocidade do vento, direcção e características de relevo e rugosidade do local. Um dos programas computacionais que mais se popularizou no mundo para essas aplicações é o *WAsP*. O programa *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) destina-se a investigadores interessados em definir o regime

dos ventos, isto é, o comportamento da velocidade e direcção dos ventos corrigidas dos efeitos locais. O programa possui ainda a funcionalidade de estimar a produção de energia da turbina, auxiliando assim na localização de sistemas eólicos.

O Programa *WAsP* possibilita a avaliação da influência das características topográficas locais no regime de ventos, tais como a variação da altura (relação da altura medida com a altura das turbinas eólicas), a rugosidade, o relevo e os obstáculos presentes no local de análise. No programa esses factores são analisados de uma forma independente , a qual necessita das seguintes informações básicas:

- Dados que definam o regime dos ventos, que pode ser uma série temporal ou parâmetros de distribuição de *Weibull*;
- Dados que descrevam a rugosidade do terreno;
- Dados que definam as dimensões de localização dos obstáculos;
- Dados sobre a orografia da região;
- Dados sobre o sistema eólico que se pretende utilizar, principalmente a curva de potência da turbina eólica.

Além do *WAsP* existem outros programas disponíveis no mercado, que procuram optimizar os cálculos atribuindo novos modelos referentes

Em Portugal, foram criadas ferramentas importantes para a avaliação do potencial energético da energia do vento, as quais passo a enunciar. Foi criada a base de dados do potencial eólico do vento em Portugal, designada de *EOLOS2.0*, que apresenta as características físicas e energéticas do escoamento atmosférico num conjunto de 57 locais em Portugal Continental, e que foi desenvolvida pelo INETI-DER. O "*software*"VENTOS utilizado para simulação computacional do comportamento do escoamento do vento sobre solos complexos com ou sem arborização foi desenvolvido pela FEUP, em colaboração com o Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, o INESC (Porto) e o *Research Centre for Wind Energy and Atmospheric Flows (RCWEAF)* [37].

## 4.7 Impacto da integração da geração eólica nas redes eléctricas

A integração dos parques eólicos nas redes eléctricas obrigam a que se definam de forma objectiva e transparente regras, procedimentos e condições técnicas que a permitam integrar nas redes eléctricas. As redes devem ser exploradas de forma eficiente e segura, garantindo qualidade de serviço e evitando atrasos nas decisões relativas às autorizações de ligação dos produtores às redes, garantindo desta forma o estabelecimento de uma relação de confiança entre os produtores e as concessionárias das redes [33].

### 4.7.1 Impactos previsíveis nas redes

#### 4.7.1.1 Capacidade de resistência a cavas de tensão (*Ride throught defaults*)

As cavas de tensão consistem na diminuição brusca da tensão para valores entre 90% e 1% do valor nominal, sendo que geralmente duram menos de 1 minuto e têm uma amplitude inferior a 60%, figura 4.17.
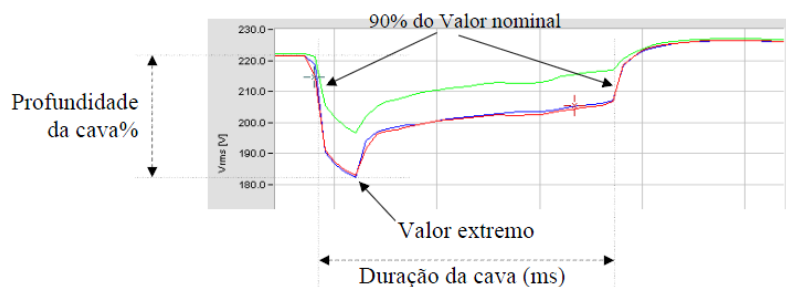
Figura 4.17: Esquema de cava de tensão [26].

As principais causas estão relacionadas com os defeitos, manobras da rede e ligação/desligação de cargas importantes. Estas, juntamente com as interrupções, são das perturbações em que mais se tem investido nos últimos anos com vista à sua redução.

*Ride Through Default Capability* é a capacidade de um gerador resistir a perturbações na sequência de cavas de tensão na rede e continuar ligado a essa mesma rede, desde que o defeito seja eliminado num determinado intervalo de tempo e se verifique uma recuperação do valor da tensão no ponto de interligação com a rede. Assim os operadores de sistema obrigam a que a produção eólica se mantenha interligada numa situação de colapso, ou seja, os parques eólicos devem ser capazes de fornecer potência reactiva durante cavas de tensão de forma a proporcionar suporte para a tensão na rede.

#### 4.7.1.2 Variação da tensão em regime estacionário

Aquando da integração de um parque eólico na rede de distribuição assiste-se a uma variação no valor da tensão. Como consequência é possível assistir-se a um aumento da magnitude da tensão, quando a rede de distribuição é desenhada para que esta diminua [54].

A variação da tensão $\varepsilon$ no ponto de ligação pode ser avaliada através da seguinte relação:

$$\varepsilon(\%) \cong 100\frac{S_n}{S_k}cos(\psi_k+\varphi) = \frac{100}{R}cos(\psi_k+\varphi) \leq lim\varepsilon(\%) \tag{4.27}$$

onde:

- $S_n$ é a potência aparente nominal da instalação de produção;
- $S_k$ é a potência de curto-circuito no ponto de ligação à rede;
- $\psi_k$ é o ângulo da impedância de curto-circuito vista para montante do ponto de ligação;

- $\varphi$ é o esfasamento da corrente injectada na rede pela instalação de produção (ou seja o ângulo do factor de potência);

- R é a relação entre a potência de curto-circuito e a potência aparente nominal da máquina [33].

O valor de lim $\varepsilon(\%)$ tem variado de país para país, tendo o valor de 3% na Alemanha e 8% na Grécia. Em Portugal e Espanha está-se perante limitações semelhantes, através da definição de limites na relação 1/R.

Na situação de existirem vários geradores a ligar à mesma rede, existe a necessidade de se efectuar uma análise mais complexa que contempla cenários. Assim para efectuar o estudo é realizada a resolução do trânsito de potências nos seguintes cenários:

- Cenário A - Consumo mínimo na rede (situação de vazio), com produção nos mínimos técnicos por parte dos produtores independentes (PI), funcionando com factor de potência unitário;

- Cenário B - Consumo mínimo na rede (situação de vazio), com produção máxima por parte dos PI, funcionando com factor de potência unitário;

- Cenário C - Consumo máximo na rede (situação de ponta), com produção nos mínimos técnicos por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo, no valor que vier a ser definido;

- Cenário D - Consumo máximo na rede (situação de ponta), com produção máxima por parte dos PI, funcionando com factor de potência capacitivo, no valor que vier a ser definido [27].

#### 4.7.1.3 Congestionamentos

Das saturações existentes nas redes de distribuição ou na rede de transporte podem resultar congestionamentos. Existe, assim, a necessidade de efectuar um estudo para evitar qualquer tipo de inconveniente. Deste modo é realizada uma análise que se encontra dividida em duas etapas para um horizonte temporal de planeamento correspondente à data previsível de entrada em serviço da instalação de produção independente, as quais são [33]:

- Verificação de congestionamentos na rede de transporte;

- Verificação de congestionamentos nas redes de subtransmissão e distribuição.

Para a avaliação dos congestionamentos na rede de transporte devem ser simulados cenários de exploração considerando:

- Regimes de carga nos nós de consumo (pontas e vazios);

- Previsão das injecções máximas de PI por zona de rede, considerando os projectos em curso com condições de acesso definidas;
- Ter em conta as dependência geográficas de produção eólica entre zonas de rede;
- Situações típicas de despacho da produção convencional, relativas a cada um dos cenários de consumo, considerando as variações resultantes da integração prevista de PI;
- Situações típicas de configuração de exploração da rede;
- Situações associadas à ocorrência de contingências n-1 [27].

No que concerne às redes de sub-transmissão e redes de distribuição a avaliação dos congestionamentos deve passar pela simulação de vários cenários de exploração, considerando:

- Regimes de carga nos nós de consumo (pontas e vazios);
- Previsão das injecções máximas de PI por nó de rede, considerando os projectos em curso com condições de acesso definidas;
- Situações associadas a configuração de exploração normais e de recurso das redes [27].

As condições a verificar são de jusante para montante, até a um barramento da rede de transporte, e para as condições mais desfavoráveis em termos de carga, as seguinte:
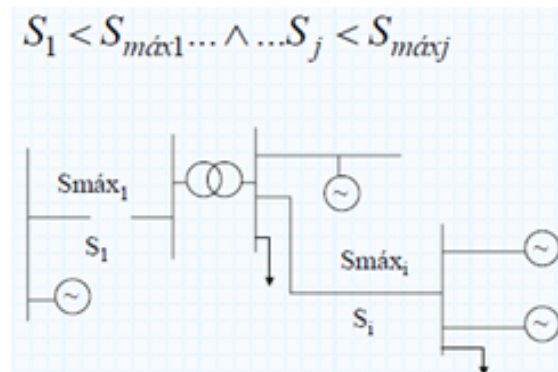
Figura 4.18: Sentido a seguir das condições mais desfavoráveis [27].

#### 4.7.1.4 Qualidade da Onda-Variação de tensão

A produção eólica é uma fonte de perturbação na qualidade de serviço, originando variações da tensão devidas a variações rápidas de produção (ligação, desligação, etc.). Essa variação pode ser determinada segundo a norma IEC 61400-21:

$$d_{max}(\%) = 100 \cdot k \cdot \frac{S_n}{S_k} = \frac{100}{R} \cdot k \qquad (4.28)$$

Existem limites para amplitudes de variação rápida de tensão os quais estão estipulados na norma IEC 61000-3-7.
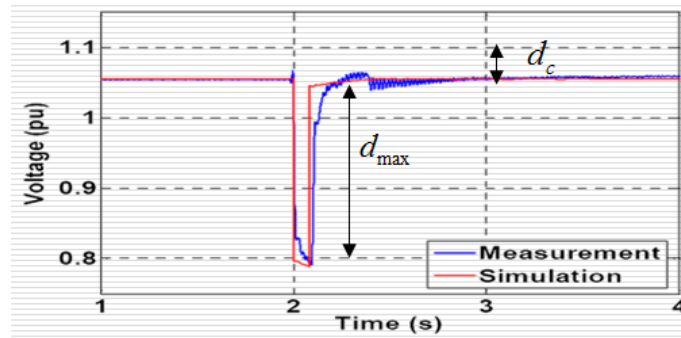
Figura 4.19: Variação da tensão [27].

#### 4.7.1.5 Qualidade da Onda-Flicker

É um efeito associado à impressão de instabilidade da sensação visual provocado por um estímulo luminoso cuja luminância varia no tempo. Este é causado por variações rápidas de tensão que se repetem com uma dada frequência ou variações da impedância de diversos equipamentos eléctricos [55]. Estes efeitos podem ser evitados com resposta eléctrica e mecânica adequada ou utilizando filtros de electrónica de potência [27].

Índice de curta duração (10 min)

$$P_{st} = \frac{18}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N} N_{10,i}(K_{f,i}(\psi_k)\cdot S_{n,i})^{3.2}\right)^{1/3.2} \tag{4.29}$$

Índice de longa duração (120 min)

$$P_{st} = \frac{8}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N} N_{120,i}(K_{f,i}(\psi_k)\cdot S_{n,i})^{3.2}\right)^{1/3.2} \tag{4.30}$$

- $S_{n,i}$ é a capacidade nominal de cada gerador;
- $S_k$ potência de curto-circuito da rede;
- $K_{f,i}(\psi k)$ o factor de flicker face a uma variação em degrau da unidade i;
- $N_{10,i}$ e $N_{120,i}$ o nº máx manobras de ligação à rede em 10 e 120 min.

Os limites admissíveis:

- Em MT, podem utilizar os valores de referência dos níveis de planeamento, definidos na norma IEC 61000-3-7:
  - o Pst≤0.9 e Plt≥0.7
- Em AT podem ser usados os níveis de referência de planeamento (indicados na norma IEC61000-3-7):
  - o Pst≤ 0.3 e Plt ≥ 0.2 [33].

#### 4.7.1.6 Distorção harmónica

A distorção harmónica consiste na distorção da forma de onda AC devido a frequências múltiplas de 50Hz, que são injectadas por baterias de condensadores ou electrónica de potência com imperfeições na onda sinusoidal. Como consequência, esta origina um trânsito adicional que poderá provocar o aquecimento dos motores de indução, transformadores, baterias de condensadores e neutros. Devido a todos estes factores, exige-se a limitação destas perturbações. Os conversores são fontes de corrente para determinados harmónicos que obrigam a um desenvolvimento de metodologias de verificação e controlo (IEC6100-3-6):

- Determinação dos níveis toleráveis para a distorção harmónica de tensão na rede receptora;
- Alocação dos limites de distorção às instalações produtoras;
- Identificação dos limites toleráveis para as correntes harmónicas injectadas pelas instalações produtoras.

Os níveis de planeamento para a qualidade da onda em redes MT e AT segundo IEC 61000-3- podem ser vistos na tabela 4.3.

O agrupamento em harmónicas pares dá origem a componentes contínuas, meia onda positiva diferente de meia onda negativa (notar que os valores são mais reduzidos); já em sistemas trifásicos as harmónicas das três fases somam-se no circuito de neutro dando origem ao agrupamento em harmónicas ímpares múltiplas de 3 [56].

Tabela 4.3: Níveis de planeamento para a qualidade da onda [33].

| Harmónicos ímpares $\neq$ 3k | | | Harmónicos ímpares = 3k | | | Harmónicos pares | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ordem h | Tensão harmónica ( % rel. Nominal) | | Ordem h | Tensão harmónica ( % rel. Nominal) | | Ordem h | Tensão harmónica ( % rel. Nominal) | |
| | MT | AT | | MT | AT | | MT | AT |
| 5 | 5 | 2 | 3 | 4 | 2 | 2 | 1,6 | 1,5 |
| 7 | 4 | 2 | 9 | 1,2 | 1 | 4 | 1 | 1 |
| 11 | 3 | 1,5 | 15 | 0,3 | 0,3 | 6 | 0,5 | 0,5 |
| 13 | 2,5 | 1,5 | 21 | 0,2 | 0,2 | 8 | 0,4 | 0,4 |
| 17 | 1,6 | 1 | >21 | 0,2 | 0,2 | 10 | 0,4 | 0,4 |
| 19 | 1,2 | 1 | | | | 12 | 0,2 | 0,2 |
| 23 | 1,2 | 0,7 | | | | >12 | 0,2 | 0,2 |
| 25 | 1,2 | 0,7 | | | | | | |
| >25 | $0{,}2+0{,}5\times\frac{25}{h}$ | $0{,}2+0{,}5\times\frac{25}{h}$ | | | | | | |
| THD: 6,5% na MT, 3% na AT | | | | | | | | |

### 4.7.2 Condições técnicas de ligação à rede

A ligação de geradores síncronos apresenta limites. Na tabela 4.4 pode-se observar os valores limites das grandezas eléctricas admissíveis. No caso de se estar perante uma ligação directa à rede de geradores assíncronos esta só deve ser feita depois de atingidos 90% (<500 kVA) ou 95% (<500 kVA) da velocidade síncrona. Para limitar as quedas de tensão transitórias podem ser utilizados

equipamentos auxiliares de arranque tipo *soft-starting*. Na eventual situação do parque estar a funcionar fora destes limites deve ser desligado. A sua reposição de serviço só se poderá realizar 3 minutos após o restabelecimento da tensão, com temporizações 15 s na ligação sequencial de geradores individuais [27].

Tabela 4.4: Valores limites das grandezas eléctricas [27].

| | S≤ 500 kVA | S≻ 500 kVA |
|---|---|---|
| Tensão | ±0,1 pu | ±0,08 pu |
| Frequência | ±0,3 Hz | ± 0,2 Hz |
| Fase | ± 20º | ± 10º |

### 4.7.3 Protecções da interligação

Aquando da ocorrência de um defeito nos parques eólicos ou quando falta tensão na rede as protecções de interligação devem actuar, devendo estas estar coordenadas com as protecções da rede. No dimensionamento deve-se tentar garantir selectividade das protecções, isolando um número mínimo de componentes apesar da dificuldade, devido à bidireccionalidade dos fluxos. Relativamente ao regime de neutros, estes devem ser concordantes com os regimes de neutro da rede pública. A interligação deve possuir os seguintes relés:

- Relés de máximo e mínimo de frequência

Regulação para valores entre [47 Hz; 53Hz]
Relé 81 U e 81 0 - actuação em <1s

- Relé de máximo de intensidade

Relé 50 - protecção de corrente
Relé 51 - protecção de corrente temporizada de fase
Deve actuar para 1,3xIn

- Relé de mínimo de tensão

Relé 27 - actua para defeitos pouco impedantes distantes na rede pública (actuação indesejável, ajustar temporizações) ou para sobrecarga do gerador (actuação desejável)
Regulado para 0,8xUn

- Relé de máximo de tensão

Relé 59 - permite detectar sobretensões no sistema, causadas eventualmente por perda súbita de carga.
Regulado para 1,1Un.

- Relé de tensão de sequência de zero ou homopolar, 59N. Para detecção de defeitos impedantes.

- Relés para detecção de defeito à terra com tempos de actuação instantâneos e temporizados, 50N e 51N, respectivamente.

#### 4.7.3.1 Relé de máximo de tensão homopolar

Relé 59N que é calibrado para defeitos fase-terra e actua entre 0,15 e 0,3 segundos (tempo de reengate). Este relé deve ser responsável por tirar o parque de serviço em situações de defeitos impedantes (protecções de máximo de intensidade e mínimo de tensão ineficazes). Se o parque se mantiver ligado, a religação automática da rede pública pode não funcionar. No caso de ocorrer a religação esta pode originar solicitações mecânicas nos aerogeradores. Se o transformador da subestação tiver ligação de neutro à terra do lado da rede este tipo de protecção é ineficaz, neste caso actua o mínimo de tensão e máximo de intensidade [27].

O detector de terras resistentes das subestações estão calibrados para um determinado valor de corrente (100A), o que permite estimar a resistência de defeito para a qual o parque fica isolado. Nesta situação deve actuar a protecção de máximo de tensão homopolar, calibrada de acordo com $V_0$ superior a:

$$V_0 = \frac{U}{\sqrt{1 + 9 \cdot w^2 \cdot C_0^2 \cdot R_{def}^2}} \tag{4.31}$$

#### 4.7.3.2 Relé de máximo de intensidade

Os relés de máximo de intensidade actuam para defeitos fase-fase e fase-terra, podendo ser temporizados ou não temporizados. Os relés sem temporização são utilizados para defeitos pouco impedantes, isto é, próximos do parque enquanto os relés temporizados devem ser coordenados com os relés do mesmo tipo da rede pública. Quando a regulação não é possível usa-se relé de máximo de intensidade controlado por tensão. Tipos de relés:

- 50- Relé de máximo de intensidade com tempo de actuação instantâneo;
- 51- Relé de máximo de intensidade temporizado;
- 50N- Relé de máximo de intensidade para defeitos à terra, com tempo de disparo instantâneo;
- 51N- Relé de máximo de intensidade para defeitos à terra, temporizado;
- 50V- Relé de máximo de intensidade com tempo de actuação instantâneo, controlado por tensão;
- 51V- Relé de máximo de intensidade temporizado controlado por tensão.

Para defeitos entre fases os tipos de relés de máximo de intensidade mais adequados são os 50, 51, 50V e 51V. Os tempos de actuação dos relés 50 e 51 dependem da amplitude das correntes de defeito, do valor de regulação seleccionado, da definição do multiplicador do tempo seleccionado (TMS) e da curva característica de tempo inverso do relé. Quanto aos relés 50V e 51V,

a sua característica de actuação depende para além do valor de corrente da amplitude da tensão (<0,8xUn) [27].

Para protecção contra defeitos à terra são adoptados os relés do tipo 50N e 51N. A definição dos tempos de actuação depende da forma como os neutros dos geradores, transformadores e rede receptora se encontram ligados à terra. Estes relés são geralmente utilizados quando o gerador é ligado à rede através de um transformador triângulo/estrela, com a configuração em estrela e neutro directamente ligado à terra do lado da rede. Estes relés são capazes de detectar indirectamente a corrente de sequência zero que poderia fluir através de uma malha e incluiría o enrolamento em estrela com neutro ligado à terra, do transformador do gerador. Este tipo de ligação dos neutros à terra dos transformadores elevadores das instalações produtoras pode ocorrer geralmente em redes de transporte ou de sub-transmissão [27].

## 4.8 Armazenamento de energia eólica

A energia eólica é, como se sabe, uma fonte de energia intermitente. Nas situações em que a produção da energia eléctrica pelas turbinas é superior à procura pode-se armazenar o excedente para usar quando a situação se inverter. Assim, de forma a aumentar o aproveito eólico, é necessário utilizar mecanismos para armazenar a energia dos ventos, podendo ser realizado, de forma directa ou indirecta, ou seja, a energia gerada na forma eléctrica ou mecânica. Esse armazenamento é obtido através da conversão da energia eólica em outras formas de energia através de aerogeradores. A energia eléctrica apresenta o inconveniente de não poder ser armazenada como "energia eléctrica".

- Para um armazenamento de grande escala (ordem de MW), os mecanismo mais utilizados são:

-Motor-bomba (bombagem): é usada a energia eléctrica produzida pelo sistema eólico para alimentar uma bomba, movida a electricidade, que irá transportar a água de um corpo hídrico para um reservatório situado a uma altura superior (de jusante para montante). A energia ficará então armazenada sob a forma de energia potencial da massa de água que quando necessária será liberada e poderá accionar uma turbina geradora de electricidade.

- Motor-compressor: é um mecanismo que permite o armazenamento da energia eólica - eléctrica na forma de energia potencial de ar comprimido, que pode ser armazenado num recipiente próprio para posterior utilização no accionamento de turbinas produzindo electricidade.

- Para aplicações de menor escala as várias formas disponíveis de armazenamento são:

-Bateria: a bateria é um dispositivo constituído por células electroquímicas que convertem energia química em energia eléctrica, sob a forma de corrente contínua, quando estão no processo de descarga, e energia eléctrica em energia química quando em carga, ou seja, possuem a funcionalidade de armazenar a energia eólica-eléctrica excedente sob a forma de energia química. Durante o

processo de carga e descarga as baterias perdem energia sob a forma de calor, devido às reacções químicas internas, pelo que apresentam um rendimento inferior a 100%.

- Produção de $H_2$: a energia eólica - eléctrica pode ser convertida e depois armazenada sob a forma de energia química do hidrogénio. Essa conversão, designada por electrólise, consiste na separação das moléculas de água através da corrente eléctrica em átomos de hidrogénio e oxigénio com libertação de energia. O hidrogénio é armazenado para depois ser utilizado como combustível (redutor) em células combustíveis que combinado com o oxigénio produz electricidade.

- Calor: para o armazenamento do excedente da energia eólica - eléctrica sob a forma de calor (energia térmica) recorre-se à utilização de resistências. A passagem da corrente eléctrica por estas vai originar o seu aquecimento e libertação de calor, podendo este ser utilizado para aquecer água que ficará armazenada num recipiente térmico ou na forma de vapor, com o objectivo de ser usada posteriormente.

- Motor-volante: o volante, também designado de *flywheel*, é uma roda que armazena a energia através do movimento giratório (energia cinética) por tempo "indeterminado", baseado na lei da conservação da energia a roda em movimento tende a permanecer em movimento desde que não sofra a acção de nenhuma força contrária. Na *flywheel* existem mecanismos que anulam as forças contrárias sendo que enquanto eles se mantiverem íntegros o volante continuará a girar. A diferença entre o motor-volante e o volante-mecânico é somente a forma de arranque: no primeiro usa-se a energia eléctrica para accionar o movimento do volante e no segundo usa-se a energia mecânica [57].

No entanto, é de salientar que a armazenagem da energia conduz a perdas, não sendo desta forma uma opção eficiente para a gestão da energia eólica. Se um país não tem condições geográficas favoráveis para o aproveitamento em termos de reservatórios de água (hidroeléctricas), o armazenamento não é uma solução atraente devido ao custo da penetração moderada da energia eólica.

## 4.9 Conclusões

A análise técnica da produção de energia eólica engloba uma grande quantidade de realidades que devem ser tidas em conta aquando do seu estudo. A fonte de energia desta tecnologia renovável, o vento, é influenciada por vários factores que devem ser abordados e avaliados de forma imprescindível. Devido ao carácter intermitente é fundamental conhecer a sua previsão para um determinado horizonte temporal. Desse modo são utilizados modelos de maneira a formular uma previsão o mais correcta possível. É fundamental perceber que a integração da produção eólica nas redes eléctricas não é realizada de forma linear, sendo necessário cumprir regras, procedimentos e condições técnicas de ligação de extrema importância a fim de garantir a segurança e qualidade da energia eléctrica. Actualmente vive-se com o paradigma do desperdício de produção da energia eólica aquando da sua desnecessidade. É neste contexto que surge a temática do armazenamento da energia eólica sendo ainda poucas as soluções viáveis. A bombagem aparece-nos como a única forma de armazenamento aceitável, exigindo condições hidrográficas particulares. O estudo

técnico da produção de energia eólica apresenta-se como uma parte extremamente importante para o desenvolvimento desta tecnologia.

# Capítulo 5

# Análise Económica

## 5.1 Caracterização económica

Um dos mais importantes benefícios económicos do vento consiste no facto de este poder reduzir a exposição das nossas economias à volatilidade dos preços do combustível. Este benefício é de tal forma considerável que esta fonte renovável poderia facilmente justificar uma maior quota de energia eólica na maioria dos países europeus, mesmo na situação do vento ser mais caro por kWh do que outras formas de energia.

A economia das turbinas eólicas foi influenciada pelo aumento da dimensão das turbinas (actualmente as turbinas instaladas são de grande dimensão), pelo aumento do rendimento e pela diminuição dos custos de investimentos.O custo por unidade de potência instalada oscila entre valores próximos a 1 M €/MW.

Os custos por unidade de área varrida decresceram 30%, ou 3% ao ano, entre 1989-2001 [58].

Cerca de 75% do custo total do investimento em turbinas eólicas está relacionado com os custos iniciais, como o custo da turbina, fundação, material eléctrico, ligação à rede e outros custos.

A flutuação dos custos do combustível não tem qualquer impacto sobre o poder dos custos de produção da energia eólica. Deste modo uma turbina eólica apresenta essa vantagem quando comparada com as tecnologias convencionais de combustíveis fósseis, onde 40-70% dos custos estão relacionados ao combustível e à operação e manutenção.

A figura 5.1 mostra a estrutura típica de preços para uma turbina eólica de 2 MW.

Para além dos custos de investimento, o principal responsável pelo preço da produção de energia eléctrica é a operação e manutenção. As turbinas eólicas como qualquer outro equipamento industrial requerem serviços de manutenção (conhecida como operação e manutenção O&M), que constituem uma importante percentagem do total de custos anuais de uma turbina eólica. No entanto, em comparação com a maioria das outras formas de produzir energia, os custos são muito baixos.

| | INVESTMENT (€1,000/MW) | SHARE OF TOTAL COST % |
|---|---|---|
| Turbine (ex works) | 928 | 75.6 |
| Grid connection | 109 | 8.9 |
| Foundation | 80 | 6.5 |
| Land rent | 48 | 3.9 |
| Electric installation | 18 | 1.5 |
| Consultancy | 15 | 1.2 |
| Financial costs | 15 | 1.2 |
| Road construction | 11 | 0.9 |
| Control systems | 4 | 0.3 |
| TOTAL | 1,227 | 100 |

Figura 5.1: Estrutura de custos para uma turbina eólica de 2 MW [28].

Os valores dos custos da O&M estão relacionados com um número limitado de influências, as quais passo a citar: Seguro, manutenção regular, reparação, peças de substituição e administração.

Alguns destes custos podem ser estimados de forma relativamente fácil. Para os seguros e manutenção regular é possível obter modelos de contratos abrangendo uma parte considerável da vida total da turbina eólica. Inversamente, os custos da reparação e peças de substituição são muito mais difíceis de prever. E embora todos os componentes dos custos tendam a aumentar à medida que a turbina fica mais velha, os custos da reparação e substituição de peças são particularmente influenciadas pela idade da turbina, aumentando ao longo do tempo.

A figura 5.2 mostra o total dos custos O&M para o período entre 1997 e 2001.
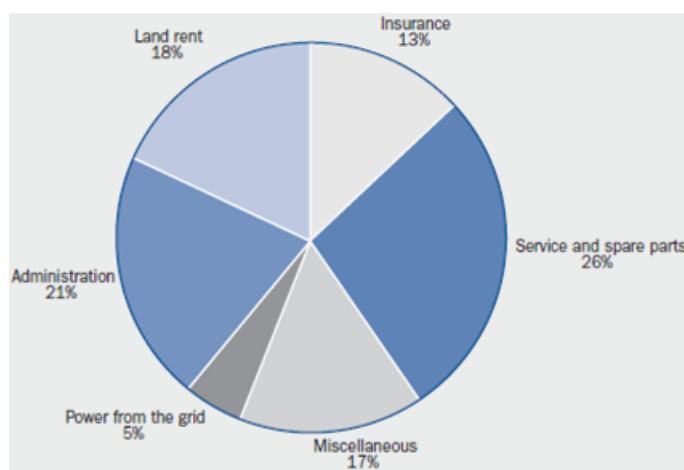
Figura 5.2: Distribuição dos custos de Operação e de Manutenção [28].

Nos dois primeiros anos de operação, esses custos anuais correspondem a 2 a 3% do custo de investimento, o que equivale a 0,3 a 0,4 c€/kWh. Passado 6 anos, os custos já são cerca de 5% do custo de investimento, que corresponde a 0,6 a 0,7 c€/kWh. Considerando a totalidade da vida

útil, estima-se que os custos de O&M equivalem a 1,2 a 1,5 c€/kWh [28].

A figura 5.3 mostra os custos totais da O&M resultantes de um estudo dinamarquês e o modo como estes são distribuídos entre as diferentes componentes. O valor da O&M depende do tipo, tamanho e idade da turbina. Assim, por exemplo, para uma turbina de 600kW com três anos de idade, aproximadamente 35% do custo total da O&M corresponde aos custos de seguro, 28% à manutenção regular, 11% à administração, 12% às reparações e peças substituídas, e 14% para outros fins. Em geral, o estudo revela que as despesas de seguros, da manutenção regular e administração foram bastante estáveis ao longo do tempo, enquanto os custos de reparação e peças substituídas foram consideravelmente vítimas de um aumento.

Observa-se também a tendência para diminuir os custos da O&M para as máquinas novas e de maior dimensão. [28]
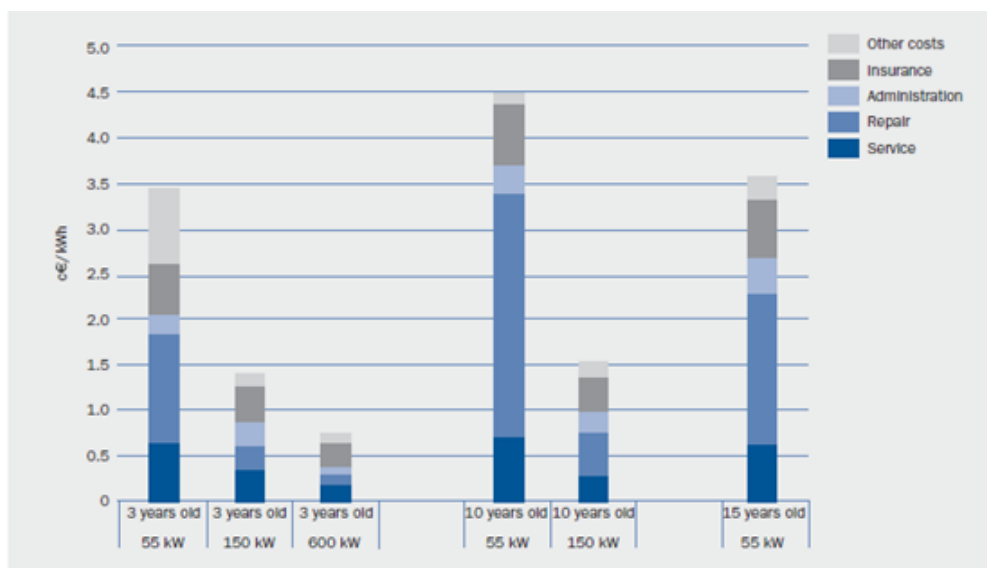
Figura 5.3: Custos da O&M para diferentes tipos de turbinas e idades [28].

## 5.2 Aspectos económicos dos projectos eólicos

### 5.2.1 Remuneração vigente para sistemas de produção em regime especial

Este sistema de remuneração é de extrema importância uma vez que se apresenta como um utensílio ao estímulo da construção de novas centrais de origem renovável, tentando assim uma redução da dependência perante os combustíveis fósseis, assim como uma consequente redução da emissão de gases para a atmosfera. As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis nº 189/88 de 27 de Maio e nº 312/2001 de 10 de Dezembro, designadas por centrais renováveis, serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede do sistema eléctrico português

(SEP) através da fórmula seguinte:

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1-LEV} \quad (5.1)$$

- $VRD_m$ - é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
- $KMHO_m$ - é um coeficiente que modula os valores de PF(VRD)m, de PV(VRD)m e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a electricidade é fornecida;
- $PF(VRD)_m$ - é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PV(VRD)_m$ - é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PA(VRD)_m$ - é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $IPC_{m-1}$ - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente;
- Z - é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
- $IPC_{ref}$ - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável (ver página do INE)
- $LEV$ - representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória. Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO, este tomará o seguinte valor:

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \cdot ECR_{pc,m} + KMHO_v \cdot ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (5.2)$$

- $KMHO_{pc}$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;
- $ECR_{pc,m}$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m, expressa em kWh;

- $KMHO_v$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio;

- $ECR_{vm}$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio (kWh);

- $ECR_m$ - é a electricidade produzida pela central renovável (kWh).

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do nº3 da Republicação do anexo II do Decreto-Lei nº 189/88 , não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

#### 5.2.1.1 Cálculo da parcela fixa

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot COEF_{pot,m} \cdot POT_{med,m} \tag{5.3}$$

- $PF(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência, deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção, corresponde a 5,44 €/mês (valor anual de 65,28 €/kW).

- $POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m (kW);

$$POT_{med,m} = min\left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}\right) \tag{5.4}$$

- $COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m/POT_{dec}}{0,80 \times 24 \times NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \tag{5.5}$$

- $NHP_{ref,m}$ é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês m,o qual é avaliado pelo quociente $ECR_m/POT_{dec}$;

- $NHO_{ref,m}$ é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m, de $COEF_{pot,m}$, o qual é avaliado pelo produto $0,80 \times 24 \times NDM_m$;

- $POT_{dec}$ é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento kW;

- $NDM_m$ = dias do mês, assumindo 30.

#### 5.2.1.2 Cálculo da parcela variável

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \cdot ECR_m \tag{5.6}$$

- $PV(U)_{ref}$- é o valor unitário de referência, deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, corresponde a 0,036 €/kWh.

#### 5.2.1.3 Cálculo da parcela ambiental

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot ECR_m \tag{5.7}$$

- $ECE(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência para as emissões de $CO^2$ evitadas pela central renovável,o qual, deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável, toma o valor de $2x10^{-5}$ €/g e será utilizado em cada central durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

- CCRref é o montante unitário das emissões de $CO_2$ da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

- $ECE(U)_{ref}$ * $CCR_{ref}$ corresponde a 0,0074 €/kWh.

- $IPC_{m-1}$- é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente.

- $IPC_{ref}$ - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável (ver página do INE).

- $IPC_{m-1}/IPC_{ref}$ - representa uma actualização relativamente ao início do fornecimento da central.

- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável:

  - 0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;

  - 0,035 no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

#### 5.2.1.4 Majoração ambiental (Z)

Na tabela seguinte é expresso o valor da majoração ambiental para as diferentes tecnologias.

Tabela 5.1: Majoração ambiental (Z) [34]

| Tipo de PRE | Z |
|---|---|
| Central Eólica | 4,6 |
| Central Hídrica com POTdec até 10 MW | 4,5 |
| Central Hídrica com POTdec 10 MW até 30MW | 4,5-(PotDEC-10)*0,075 |
| Central Hídrica com POTdec maior que 30MW | A definir pela Portaria |
| Instalações de Bombagem | 0 |
| Centrais FV c/ pot <=5kW | 52 |
| Centrais FV c/ pot >5kW | 35 |
| Solar Termoeléctrica c/ pot <= 10MW | 29,3 |
| Solar Termoeléctrica c/ pot > 10MW | Portaria(15 a 20) |
| FV e termoeléctrica de microgeração (edifícios) c/ pot <=5kW | 55 |
| FV e termoeléctrica de microgeração (edifícios) c/ pot>5kW e <150kW | 40 |
| Biomassa Florestal residual | 8,2 |
| Biomassa Animal | 7,5 |
| Valorização resíduos por digestão anaeróbica, RSU,ETARs e Agrícolas | 9,2 |
| Centrais de valorização de Biogás de aterro | 7,5 |
| Valorização Energética da Queima (RSU indiferenciados) | 1 |
| Valorização Energética da Queima (Combustíveis derivados de resíduos) | 3,8 |
| Energia das ondas (<4 MW até 20MW nacional) | 28,4 |
| Energia das ondas (<20MW até 100MW nacional) | Portaria (16 a 22) |

### 5.2.2 Incentivos

#### 5.2.2.1 Incentivos à Energia Eólica no âmbito do Programa de Incentivos à Modernização da Economia (PRIME)

Este programa constituiu um passo importante na realização de medidas definidas pelo Governo que tendem a melhorar a eficiência dos agentes económicos e a atingir os objectivos estabelecidos em termos de políticas energéticas e ambientais em Portugal.

O apoio ao desenvolvimento das energias renováveis por parte do Governo pode ser observado no incentivo realizado de cerca de 43 milhões de Euros com a assinatura de duas dezenas de contratos de apoio a projectos de energia eólica, envolvendo um investimento superior a 273 milhões de Euros.

Os 20 contratos assinados perfaziam uma potência instalada de 244,45 MW, com 129 aerogeradores, dando deste modo seguimento à política defina no âmbito do PRIME[1] (Programa de Incentivos à Modernização da Economia ), que permitiu a realização de mais de 655 milhões de Euros de investimento em cerca de 70 projectos, totalizando cerca de 150 milhões de Euros de incentivos públicos a projectos de energia eólica e 18 milhões de Euros a outras fontes de energias renováveis [59].

[1] O Programa de Incentivos à Modernização da Economia integra um conjunto de instrumentos de política económica de médio prazo, até 2006, destinados aos sectores da Indústria, Energia, Construção, Transportes, Turismo, Comércio e Serviços. Esta foi instituída pela publicação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 101/2003, de 8 de Agosto, na sequência da aprovação formal pela Comissão Europeia a 14 de Maio de 2003.

Esta visa reforçar a produtividade, a competitividade das empresas e, por outro lado, promover novos potenciais de desenvolvimento. Observa-se a importância das políticas energéticas para a produtividade da economia nacional e da competitividade das empresas com os exemplos apresentados relativos ao Programa de Governo e do próprio Programa para a Produtividade e Crescimento da Economia. A Politica Energética Nacional definida na Resolução de Conselho de Ministros nº63/2003 assenta sobre três eixos estratégicos principais:

- Assegurar a segurança de abastecimento;
- Fomentar o desenvolvimento sustentável;
- Promover a competitividade nacional.

Tendo em conta estas considerações, o Governo delineou objectivos de política energética que passo a referir:

- Reestruturação do Sector Energético;
- Liberalização dos mercados (combustíveis, electricidade e gás);
- Segurança do aprovisionamento e do abastecimento;
- Diversificação das fontes e aproveitamentos dos recursos endógenos;
- Melhoria da Qualidade de Serviço;
- Redução da intensidade energética do produto e da factura energética;
- Minimização do impacto ambiental.

Constata-se que a política do Governo tem dado particular atenção à adopção de medidas de acréscimo da eficiência energética e de aumento na utilização dos recursos energéticos endógenos. Para além dos apoios financeiros do PRIME referidos é de destacar:

- A garantia de escoamento da energia produzida por fontes de energia renovável, actualmente assegurada através da obrigatoriedade de compra pela REN aos produtores, mas possibilitando no futuro, e sempre que tal seja tecnologicamente viável, o livre acesso destes ao mercado;
- A definição de uma tarifa garantida e subsidiada face ao preço do mercado grossista de electricidade, que no caso concreto da energia eólica é actualmente superior, em cerca de 135%, ao valor médio deste último;
- A realização de investimentos na rede (cerca de 150 milhões de Euros já realizados e/ou previstos), complementares aos realizados pelos promotores, para escoamento da energia a partir dos pontos de produção;

O Ministério da Economia tem procurado estruturar programas que incentivem a contribuição das fontes de energia renovável para a promoção de investimento estrangeiro e criação de pólos industriais e de investigação e desenvolvimento nacionais. Com este projecto pretende promover a criação, entre os promotores e fabricantes, consórcios ou parcerias estratégicas para:

- Dinamização da indústria nacional adjacente, nomeadamente no fabrico de aerogeradores e suas componentes (torres, electrónica de potência, cabos eléctricos, entre outros);
- Promoção da exportação;
- Criação de emprego;
- Partilha de *know-how* e desenvolvimento de recursos humanos;
- Diversificação de áreas de negócio;
- Manutenção de componente local para projectos futuros.

O conjunto de todos estes objectivos constitui uma forte contribuição no que concerne às medidas de minimização do impacto ambiental definidas no Plano Nacional de Alterações Climáticas (PNAC).

#### 5.2.2.2 Exemplos dos projectos apoiados pelo PRIME

**Generg Ventos de Viana do Castelo - Energias Renováveis, Lda [60]**

Medida de Apoio: MAPE - Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos.

N.º do Projecto: 05/322.

Promotor: Generg Ventos de Viana do Castelo - Energias Renováveis, Lda..

Localização: Serra de Santa Luzia (Viana do Castelo).

Sector de Actividade: Produção e distribuição de electricidade, gás e água (CAE 40101 - Produção de Electricidade).

Calendário de Execução: de Abril de 2003 a Fevereiro de 2005.

Tabela 5.2: Dados de financiamento

| Investimento | Incentivo |
|---|---|
| | FEDER |
| 21.966.332,00 € | 2.450.186,00 € |

FEDER- Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional.

Descrição do Projecto: A Generg Ventos de Viana do Castelo - Energias Renováveis, Lda. foi constituída em 2002 e foi especificamente criada para o desenvolvimento do presente projecto. O

projecto consistiu na construção do Parque Eólico do Carreço/Outeiro, na Serra de Santa Luzia, no concelho de Viana do Castelo, com um investimento de 22 milhões de euros e um apoio financeiro de 2,5 milhões de euros. O parque está em funcionamento desde 2005 e tem uma produção anual de cerca de 54 GWh, obtida a partir da instalação de 9 aerogeradores com uma potência unitária de 2,3 MW cada, correspondendo a uma potência total instalada de 20,7 MW.

**VIEIRA ALVES - Metalomecânica, Lda. [60]**

Medida de Apoio: SIME - Sistema de Incentivos à Modernização Empresarial.
N.º do Projecto: 00/21266
Promotor: VIEIRA ALVES - METALOMECÂNICA, LDA.
Localização: Santarém/Abrantes
Sector de Actividade: Indústria (CAE 28110 - Fabricação de estruturas de construção metálicas)
Calendário de Execução: de Junho de 2006 a Dezembro de 2007
Postos de Trabalho a Criar: 50

Tabela 5.3: Dados de financiamento

| Investimento | Incentivo | | | Despesa Pública |
|---|---|---|---|---|
| | FEDER | OE | TOTAL | |
| 7.842.152,00 € | 2.450.186,00 € | 409.709,00 € | 1.638.838,00 € | 1.638.838,00 € |

OE - Orçamento de Estado.

Descrição do Projecto: A empresa irá produzir e comercializar, como produto principal, torres eólicas, a integrar no mercado das energias renováveis (área eólica). Considerando contudo a capacidade de produção a instalar, bem como o próprio processo de fabrico, poderá ser possível a esta unidade desenvolver, de forma residual, a produção de obras no âmbito das construções metálicas (para equipamentos de movimentação e elevação, para grandes vãos, para pontes rolantes e fabrico de vigas de secção variável, utilizando neste caso como matérias-primas ferro e chapa).

No entanto, o desenvolvimento deste projecto caracteriza-se, essencialmente, pela aposta na produção de torres eólicas para parques de energia nos mercados nacional mas sobretudo internacional, com a preocupação dominante de se impor pela qualidade dos produtos e serviços prestados A empresa apostará em termos internacionais essencialmente no mercado espanhol, mas também nos mercados alemão e dinamarquês.

#### 5.2.2.3 Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a Estratégia Nacional para a Energia, prevê na sua linha de orientação para a eficiência energética a aprovação de um plano de acção para a eficiência energética. A Directiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e

aos serviços energéticos, estabeleceu entretanto a obrigação dos Estados membros publicarem um plano de acção para a eficiência energética, estabelecendo metas de, pelo menos, 1 % de poupança de energia por ano até 2016 [29].

A presente Resolução de Conselho de Ministros aprova o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética - Portugal Eficiência 2015, documento que engloba um conjunto alargado de programas e medidas consideradas fundamentais para que Portugal possa alcançar os objectivos fixados no âmbito da referida directiva europeia.

O Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética - Portugal Eficiência 2015 (PNAEE), é um plano de acção agregador de um conjunto de programas e medidas de eficiência energética, num horizonte temporal que se estende até ao ano de 2015. O plano é orientado para a gestão da procura energética, conforme o âmbito do documento que lhe dá enquadramento, a Directiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, estando em articulação com o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho, revisto pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, e o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE), aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro. A referida Directiva estabelece como objectivo obter uma economia anual de energia de 1% até ao ano de 2016, tomando como base a média de consumos de energia final, registados no quinquénio 2001 -2005 (aproximadamente 18.347 tep).

O PNAEE abrange quatro áreas específicas, objecto de orientações de cariz predominantemente tecnológico: Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado. Adicionalmente, estabelece três áreas transversais de actuação - Comportamentos, Fiscalidade, Incentivos e Financiamentos - sobre as quais incidiram análises e orientações complementares. Cada uma das áreas referidas agrega um conjunto de programas, que integram de uma forma coerente um vasto leque de medidas de eficiência energética, orientadas para a procura energética.

De destacar o Programa "‘Renováveis na Hora"’,o qual visa promover a substituição do consumo de energia fóssil por energia renovável, através da maior facilidade de acesso a tecnologias de micro -geração de energia eléctrica e de aquecimento solar de águas quentes sanitárias. O programa Renováveis na Hora pretende incentivar a utilização de fontes de energia renováveis, permitindo alcançar em 2015 impactos da ordem dos 48.471 tep com base no alcance das metas indicadas no seguinte quadro.

| Plano Nacional Acção Eficiência Energética | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Programas e Medidas | | | | Impactos (tep) | | Metas | | | |
| Designação da medida | Código da medida | Descrição | Sector | Cenário intermédio 2010 | Cenário intermédio 2015 | Indicadores | Actual | 2010 | 2015 |
| Micro-produção | R&S6M1 | Incentivo à micro-produção (fotovoltaíco, eólico, hídrico, biomassa, ...) | Residencial | 8.793 | 23.447 | Potência instalada<br>Nº instalações | | 62<br>21788 | 165<br>58100 |

Figura 5.4: Metas para incentivar a utilização de fontes de energia renováveis [29].

O programa "Renováveis na Hora"tem por objectivo promover a micro-produção de energia eléctrica utilizando fontes renováveis de energia ou a produção combinada de calor e electricidade. Adicionalmente ao regime de acesso e renumeração previsto no Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro, estão previstos vários benefícios fiscais à actividade de micro produção: IVA de 12% na aquisição de equipamentos para utilização de energia renováveis, dedução à colecta de IRS de 30% desses investimentos até ao limite de 777 €(artigo 85º do CIRS) e exclusão da tributação de IRS dos rendimentos da micro produção até 5000 €por ano (nº6 do artigo 12º do Decreto-Lei nº363/2007, de 2 de Novembro, aditado pela Lei de Orçamento de Estado de 2008) [61]. Com as "Renováveis na hora", as residências poderão transformar-se de uma forma simples e fácil em pequenos produtores de electricidade, contribuindo para o cumprimento dos objectivos nacionais de energias renováveis, para a redução dos gases de efeito estufa e para a redução da nossa dependência energética extrema .

## 5.3 Análise económica de um parque eólico

### 5.3.1 Descrição de um sistema eólico - Caso de estudo

Após o contacto com a empresa Martifer, foi-me oferecido um conjunto de dados referentes à calendarização e distribuição de custos num parque eólico constituído por seis aerogeradores. Assim, decidi fazer uma análise à informação que me foi enviada, relativamente à área de actividade no fornecimento e construção de parques realizada por esta empresa. Na informação consta uma distribuição típica de algumas das componentes de custos, relativamente ao custo inicial do equipamento, custo inicial das infra-estruturas, custo de operação e manutenção dos parques eólicos para um horizonte de 12 anos. No caso de um parque eólico com um único aerogerador serão plausíveis algumas economias de escala, nomeadamente no âmbito logístico. O valor global dado pela empresa para o fornecimento de um parque eólico tipo "chave-na-mão"varia entre 1.2 e 1.5 M€/MW instalado, consoante o modelo do aerogerador. Neste projecto foi considerado um aerogerador MM92 da *Repower*, de 2 MW, sendo utilizado no modelo o valor de 1.3 M €/MW instalado. O MM92 apresenta uma área varrida do rotor de 6.720 metros quadrados e está disponível com alturas entre 68,5 e 100 metros. Foi especificamente optimizado para uso em regiões de ventos baixos a médios.

Tabela 5.4: Características técnicas do Aerogerador [35]

| Tipo | MM92 |
|---|---|
| Potência estipulada | 2,05 MW |
| Diâmetro do rotor | 92,5 m |
| Altura do eixo | 68.5 / 78.5 / 80 / 100 m |
| Controlo de Potência | Pitch (eléctrica) |
| Velocidade do Rotor | 7.8 - 15.0 1/min (+12.5%) |

São também apresentados valores típicos para um contrato de operação e manutenção de longa duração, onde se encontra tudo incluído (funciona como uma espécie de extensão de garantia).

Para se obter o valor da energia eléctrica produzida anualmente, e considerando que o parque está implantado num local com recurso eólico razoável, estima-se que consiga em média o equivalente à produção máxima durante 6h por dia.Assim para o sistema de 12MW teremos uma produção de energia diária de:

$$E_{DiáriaProduzida} = 6h \times 12MW = 72MWh = 72.000kWh/dia \tag{5.8}$$

Então por ano temos:

$$E_{AnualProduzida} = 72.000kWh/dia \times 365dias = 26.280.000kWh/ano \tag{5.9}$$

Apenas por curiosidade, apresento no anexo D uma tabela onde se poderá observar um cronograma-tipo das diferentes etapas deste parque eólico. Contudo, é de salientar que um sistema com estas características demora 413 dias até à sua conclusão.

### 5.3.2 Distribuição dos custos

O custo do equipamento vai ser afectado de uma percentagem, sendo este valor uma constante, consoante o valor global para o fornecimento de um parque eólico tipo "chave-na-mão". Assim, para efectuar um cálculo de orientação, é utilizado uma folha de *Excel* em que, alterando o valor da célula correspondente ao valor global do parque, €/MW instalado, actualizada instantaneamente todos os custos existentes no projecto de um parque eólico. Na figura 5.6 pode ser visualizado de forma mais simples todo este processo.

Os custos de operação e manutenção possuem valores diferentes consoante o país e, em algumas situações, até mesmo a região em causa. Estes são projectados para se manterem constantes durante o período de vida dos parques, sendo possível existirem acréscimos ou decréscimos ao longo dos anos [62].

Após a análise dos dados apresentados para a manutenção e operação dos parques eólicos do estudo em causa, observa-se que estes atingem valores bastantes elevados consoante o passar dos anos. Conclui-se que para uma fase terminal da durabilidade de um aerogerador, 20 anos [63], os custos de manutenção devem possuir valores exagerados. De seguida apresenta-se o gráfico correspondente aos dados da manutenção e operação do caso de estudo.
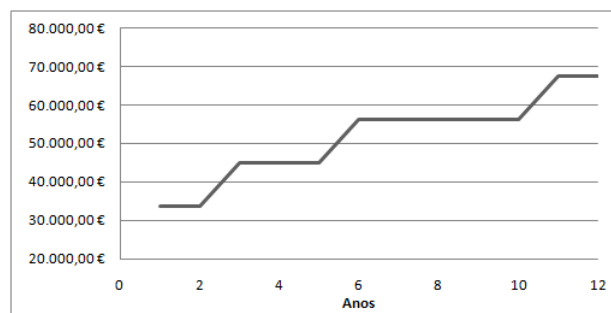
Figura 5.5: Custos de operação e manutenção do caso de estudo.
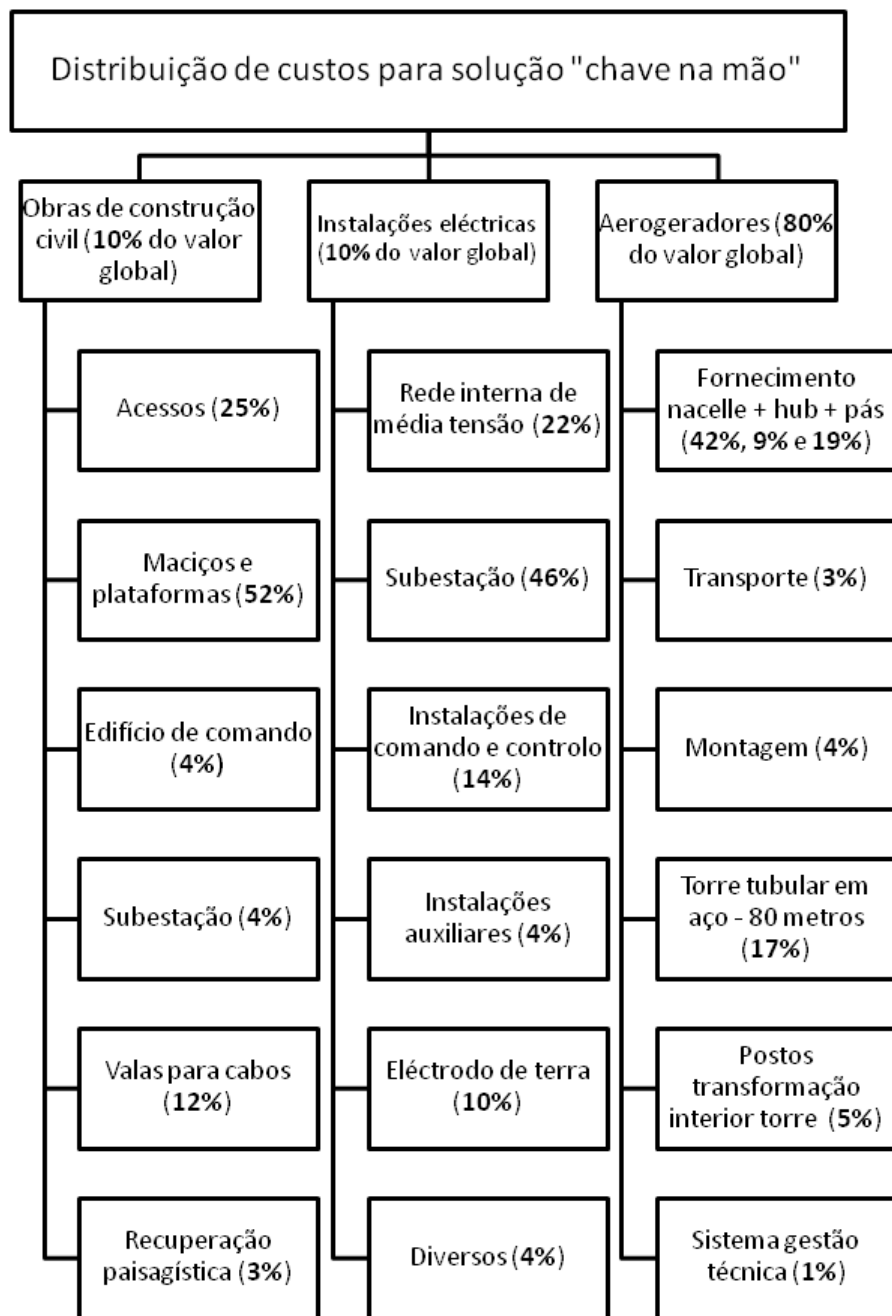
Figura 5.6: Distruição de custos

### 5.3.3 Introdução à matemática financeira

Aquando da realização de um projecto uma das etapas fundamentais consiste na avaliação da sua viabilidade; é necessário equacionar panoramas em que coexistem investimentos pontuais (realizados numa data especifica) com rendimentos periódicos. Será efectuado uma introdução aos cálculos de valor económicos comparativos de soluções, essenciais para que um Gestor de Energia possa ter um meio de comparação numa base económica.

**Juros**

O juro corresponde ao valor que é pago pelo direito de se utilizar o capital de outra pessoa ou que se recebe como compensação de ceder o nosso capital a outra pessoa. Normalmente o valor do juro é calculado com uma percentagem do capital, sendo que a taxa que é aplicada ao capital para determinar os juros se designa de taxa de juro e é representada pela letra i.

**Juro simples**

A utilização de um capital, um empréstimo, origina uma prestação periódica de juros, sendo normalmente um período de um ano. A designação de juro simples resulta da adição simples de n prestações periódicas calculadas como uma percentagem do capital inicial. Dado um Capital inicial $C_0$, o juro J resultante da aplicação de uma taxa anual i, durante n anos, é dado pela equação:

$$J_{simples} = niC_0 \tag{5.10}$$

**Juro composto**

Fala-se de juros compostos quando o juro devido anualmente é somado ao capital inicial, isto é, incrementa o capital em divida e passa a contar para o cálculo do juro dos períodos seguintes. De acordo com o que foi dito facilmente se vê que um capital $C_0$ em dívida, com juros compostos, equivale no ano n a um capital $C_n$ que se calcula por:

$$C_n = C_0(1+i)^n \tag{5.11}$$

Onde $C_n$ é o valor devido no ano n por um capital que se utiliza no ano 0 e que está sujeito a juro composto à taxa anual i, isto é, quando não há pagamentos intermédios (amortizações parcelares) do capital. Esta fórmula estabelece uma equivalência entre capitais em tempos distintos, contudo normalmente esta apresenta-se com outro aspecto, permitindo calcular a actualização de um capital considerando no ano n:

$$C_0 = \frac{C_n}{(1+i)^n} \tag{5.12}$$

**Rendas**

A renda R é uma prestação periódica de valor nominal constante. Uma das aplicações mais interessantes consiste em saber qual o capital equivalente hoje de uma renda a receber durante n anos. Conjugando a expressão do capital equivalente de uma renda no ano n com a expressão da actualização de um capital para o ano zero, obtém-se:

$$C_0 = R\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \tag{5.13}$$

Esta expressão permite calcular a capitalização de uma renda para n anos e taxa i, ou seja, converte o pagamento periódico de n anos num único capital no instante inicial. Para além disso, o inverso da fórmula corresponde à anualização de um capital, ou seja, possibilita o cálculo da renda que equivale a um determinado capital.

**Resumo**

**Taxas nominais e reais**

| | Para o ano 0 | Para o ano n |
|---|---|---|
| Actualização de um capital | $C_0 = \frac{C_n}{(1+i)^n}$ | $C_n = C_0(1+i)^n$ |
| Capitalização de uma renda | $C_0 = R\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ | $C_n = R\frac{(1+i)^n - 1}{i}$ |
| Anualização de um capital | $R = C_0\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ | $R = C_n\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ |

Figura 5.7: Resumo com todas as expressões [30].

Tratando o valor do capital como os bens pelos quais este pode ser trocado, com o decorrer do tempo assistimos à necessidade de mais capital para adquirir o mesmo bem. O valor do capital desvaloriza e o preço dos bens está sujeito a inflação. Apesar do capital ser o mesmo passado um tempo já não compra a mesma quantidade de bens.

Da expressão em baixo referida concluímos que quando as taxas são pequenas, o produto it fica muito menor do que t ou i sendo possível desprezar.

$$i_{nom} = i + t + it \tag{5.14}$$

Essa é a razão pela qual se diz que a taxa de juro real é igual à taxa nominal menos a inflação.

$$i \approx= i_{nom} - t \tag{5.15}$$

Assim, é permitido efectuar os cálculos financeiros em termos de valores de poder aquisitivo do capital em vez de valor nominal do capital, ou seja, trabalhar com taxas de juro real em vez das taxas nominais e assumir que o processo decorre sem inflação (é o que se designa por cálculo a preços constantes).

Na análise realizada, todos os cálculos são efectuados a um preço constante e a juros reais uma vez que simplifica os cálculos sem introduzir qualquer erro.

**Fluxos financeiros**

O diagrama de fluxo tem por objectivo simbolizar graficamente os movimentos de capital, positivos e negativos de forma a tornar mais perceptível o problema em estudo. Nestes, a linha horizontal corresponde a uma escala de tempo da esquerda para a direita e as setas verticais, orientadas para baixo, correspondem ao desembolso, enquanto as orientadas para cima correspondem ao recebimento.

**Métodos de avaliação**

Para a aplicação dos métodos de avaliação económica é necessário obter numa primeira fase os valores correspondentes aos investimentos (capital usado de forma pontual) e os ganhos na forma de poupanças (ganhos distribuídos ao longo do tempo). Os principais factores a ter em conta são:

- Os investimentos a realizar e as respectivas datas;

- As poupanças geradas, em regra de forma periódica;
- O valor residual dos equipamentos, no final da sua vida útil;
- Os custos de manutenção, acrescidos ou reduzidos;
- O custo de oportunidade.

Numa segunda fase, e, utilizando estes dados, é possível aplicar vários métodos para a avaliação económica da viabilidade dos investimentos, que passa pelo calculo do Valor Actual Líquido, Taxa interna de rendibilidade e o Período de recuperação do investimento.

**Valor Actual Líquido (VAL)**

No cálculo do VAL entram todos os investimentos, rendas e os valores residuais. A expressão geral é dada por:

$$VAL = \sum_{k=0}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \tag{5.16}$$

em que $FC_k$ é o fluxo de caixa no instante k.

No instante k=0, $FC_0$ corresponde ao investimento inicial e tem de ser considerado com sinal negativo, assim como todas as componentes de custo FC, enquanto as componentes de benefício devem ter sinal positivo.

$$VAL = \sum_{k=0}^{n} \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \tag{5.17}$$

Se o valor do VAL for positivo o projecto será economicamente viável porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros. A situação de o VAL ser 0 é um caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida, enquanto se o VAL for negativo o projecto é economicamente inviável.

**Taxa interna de rendibilidade (TIR)**

Este método permite o cálculo de uma taxa de juro relativamente à renumeração do capital obtido, ou seja, de uma forma mais simplificada consiste no valor da taxa que no final de n anos iguala o VAL a zero. Para determinar este valor basta resolver a seguinte equação em ordem a i:

$$0 = \sum_{k=0}^{n} \frac{-investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n} \tag{5.18}$$

O valor obtido diz-nos até que valores da taxa os capitais investidos podem ser renumerados de forma ao projecto ser viável. Quando este valor é superior ao custo de oportunidade (i%), o projecto é economicamente atraente e viável, sendo a distância entre estas um indicador da robustez da solução face ao risco.

**Período de recuperação do investimento (PRI)**

Este método calcula o número de anos necessários para que o capital inicial seja recuperado. Este método dispõe de duas fórmulas de cálculo:

- uma aproximada em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projecto

$$PRI = \frac{\sum_{k=0}^{n} \frac{Investimento_k}{(1+i)^k}}{\frac{1}{n}\left(\sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{ValorResidual}{(1+i)^n}\right)} \tag{5.19}$$

- E uma exacta, em que se reduz os fluxos de caixa a uma renda equivalente e depois verifica-se qual o n que conduz a que, à taxa do custo de oportunidade, a renda equilibre o investimento

O índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Como critério de risco são mais atraentes os projectos que recuperam o capital mais rápido.

De salientar que no caso do tempo de vida ser o mesmo, os três métodos conduzem às mesmas soluções [30].

### 5.3.4 Análise económica do caso de estudo

Através da energia calculada atrás procede-se ao cálculo do valor da remuneração vigente para sistemas de produção eólica recorrendo à resolução da sua expressão. Para a correcta aplicação da fórmula é necessário conhecer a electricidade produzida pela central renovável nas horas de cheias/ponta($ECR_{pc,m}$ ) e de vazio( $ECR_{vm}$). Uma vez que esta informação não se encontra disponível, assumi que as horas de vazio e as horas de cheias/ponta correspondem a 10 e 14h respectivamente.De seguida determinei a percentagem diária de cada um delas, sendo respectivamente de 42% para horas em vazio e 58% para as horas de cheias/pontas, e multipliquei pelo valor da energia anual produzida:

$$ECR_{pc,m} = 58\% \times 26.280.000kWh = 15.242.400kWh/ano = 1.270.200kWh/mês \tag{5.20}$$

$$ECR_{vm} = 42\% \times 26.280.000kWh = 11.037.600kWh/ano = 919.800kWh/mês \tag{5.21}$$

Após esta aproximação, detém-se de todos os dados necessários para obter o valor da remuneração, procedendo ao seu cálculo, obteve-se o valor de 0,0748 €/kWh.

Depois procedeu-se ao cálculo do valor anual recebido pela produção de electricidade do sistema eólico através de um simples produto:

O valor recebido durante um ano = kWh (Energia électrica produzida anualmente) × €/kWh (valor da renumeração) = 1.970.512,97 €.

- Custo da aquisição e instalação:

Utilizando o valor 1.3 M €/MW instalado, tem-se: $C = 1.3 \times 6 \times 2MW$ =15.600.000 €

- Valor obtido da energia eléctrica produzida anual:

G=1.970.512,97 €

- Manutenção anual acrescida:

M =

Tabela 5.5: Operação e Manutenção

| Anos | Valor anual |
|---|---|
| 1 e 2 | 33.800,00 € |
| 3 a 5 | 45.000,00 € |
| 6 a 10 | 56.200,00 € |
| 11 e 12 | 67.400,00 € |

- Duração dos aerogeadores:

n=12

- Diagrama de fluxo financeiro
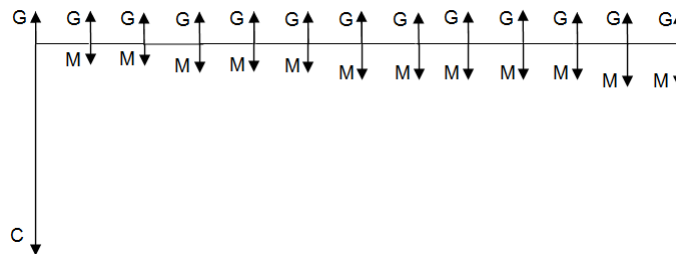
Figura 5.8: Fluxo financeiro

- Custo de oportunidade:

Devido à falta de informação relativamente a este valor em Portugal, optei por pesquisar e tentar obter um valor credível; o valor encontrado foi de i= 6% [64]

Calculando o VAL (Valor Actual Líquido) utilizando a equação 5.17 obteve-se o valor de 505547,63 o que nos indica que o projecto é economicamente viável.

O valor obtido da Taxa interna de rendibilidade (TIR) foi de i=6,588%. Assim, o projecto funciona como se os capitais investidos fossem remunerados à TIR de 6,588%; uma vez que é superior ao custo de oportunidade, o projecto é economicamente interessante e viável. A distância

existente entre a TIR e o custo de oportunidade é um indicador da robustez da solução face ao risco, ou seja, de alguma segurança face à incerteza nos seus factores. Conclui-se que este resultado é coerente com o encontrado para o VAL do projecto.

Com a aplicação do método exacto apresentado obteve-se um período de recuperação de investimento de 11,463 anos, valor normalmente esperado neste tipo de projectos [65].

### 5.3.5 Formação de um modelo para o valor da manutenção

Com o intuito de efectuar a análise para um projecto com durabilidade de 20 anos é necessário efectuar a estimação dos valores da manutenção e operação. Assim, existe a necessidade de criar um modelo de forma a prever esse valores. Após uma análise e resolução detalhada de vários modelos criados para o estudo do comportamento da curva da manutenção, optou-se pela escolha de um modelo linear. No anexo B apresento o estudo realizado, assim como a justificação da selecção realizada.Seguidamente irei explicar os passos realizados para a determinação do método.

Conhecendo uma relação linear entre as variáveis dependentes e independentes é possível estimar o valor da função $\hat{Z}$ (Valor anual da manutenção) em cada ponto. Assim sendo foram tomadas as seguintes considerações:

- Variáveis independentes:

$X_{v1} = Anos$

- Parâmetros da regressão para a variável $V_i$:

$\theta_{vi}$

- Valor estimado da variável dependente:

$$\hat{Z} = \theta_0 + X_{v1}\theta_1 \quad (5.22)$$

$\hat{Z}$= Valor da manutenção estimado (kW)

- Para encontrar os parâmetros usa-se o método dos mínimos quadrados, o qual consiste em minimizar o quadrado dos resíduos:

$$L = \varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \varepsilon_3^2 + ... + \varepsilon_{12}^2 \quad (5.23)$$

Com a ajuda do "*Solver*"do *Excel*, obteve-se os seguintes valores:

Tabela 5.6: Valores dos parâmetros

| $\Theta_0$ | $\Theta_1$ |
|---|---|
| 32442,39171 | 2937,06661 |

O modelo linear é assim representado por:

$$\hat{Z} = 32442,392 + Anos \times (2937,067) \quad (5.24)$$

Utilizando o valor das variáveis independentes é possível obter o valor da manutenção anual estimada e o quadrado dos resíduos, os quais se encontram representados na tabela que se segue.

Tabela 5.7: Valores da manutenção utilizando o modelo

| **O&M (Anos)** | **Valor anual ($\hat{Z}$)** | **Erro(resíduo)** | **Erro**$(residuo)^2$ | **% erro** |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 35.379,46 € | 1.579,46 € | 2494688,584 | 4% |
| 2 | 38.316,52 € | 4.516,52 € | 20398997,41 | 12% |
| 3 | 41.253,59 € | 3.746,41 € | 14035576,4 | 9% |
| 4 | 44.190,66 € | 809,34 € | 655034,2467 | 2% |
| 5 | 47.127,72 € | 2.127,72 € | 4527212,597 | 5% |
| 6 | 50.064,79 € | 6.135,21 € | 37640785,14 | 12% |
| 7 | 53.001,86 € | 3.198,14 € | 10228112,51 | 6% |
| 8 | 55.938,92 € | 261,08 € | 68160,38195 | 0% |
| 9 | 58.875,99 € | 2.675,99 € | 7160928,759 | 5% |
| 10 | 61.813,06 € | 5.613,06 € | 31506417,64 | 9% |
| 11 | 64.750,12 € | 2.649,88 € | 7021840,766 | 4% |
| 12 | 67.687,19 € | 287,19 € | 82478,66666 | 0% |

Para uma melhor percepção do erro realizou-se um gráfico e calculou-se o valor do erro total da seguinte forma:

$$\varepsilon_{Total} = \frac{\sum_{k=1}^{12} Valoranualestimado}{\sum_{k=1}^{12} residuo} \quad (5.25)$$

Sendo k o respectivo ano.

O valor resultante desta aplicação foi de 0,5433, ou seja, aproximadamente 5%.Como consequência de ser um valor tão baixo o erro é desprezável.
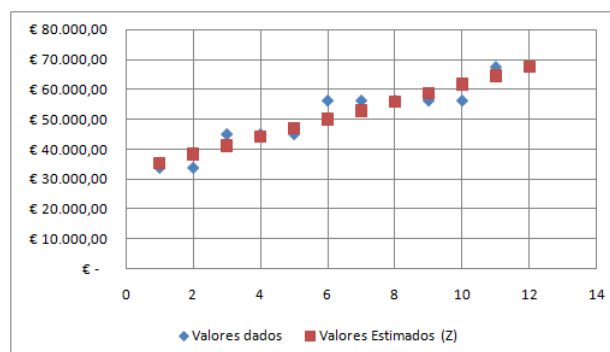
Figura 5.9: Traçado da curva com os valores dados e os estimados pelo modelo

Para diagnosticar a previsão dos modelos de regressão é calculado um coeficiente, designado por coeficiente de determinação ($R^2$), o que nos permite comparar qual o modelo mais correcto

para uma determinada previsão, sendo que este valor varia entre 0 e 1, representando os valores mais elevados melhores regressões.

$$R^2 = \frac{\sum_{Pi} \left(\hat{Z}_{Pi} - \bar{Z}\right)^2}{\sum_{Pi} \left(Z_{Pi} - \bar{Z}\right)^2} \tag{5.26}$$

O Valor obtido foi $R^2$= 0,901. Conclui-se que, como este valor é próximo de 1, o modelo apresentado é eficaz. A fim de comprovar essa eficácia é realizado outra vez a análise económica para 12 anos mas com os novos valores da manutenção. Calculando o VAL obtém-se o valor de 505387,030. Obteve-se uma taxa interna de rendibilidade de i=6,588 e um período de recuperação do investimento de 11,463 anos.

Com estes valores concluímos que para além do projecto ser viável, o mesmo apresenta valores praticamente iguais aos obtidos para o caso de estudo, o que nos leva a concluir que o modelo apresenta resultados aceitáveis.

De forma a reforçar o estudo realizado para a manutenção, entrei em contacto com a empresa Gamesa [2]. Desse contacto foi-me fornecido uma folha de cálculo com valores da manutenção dos parques eólicos para várias potências. Após a análise desses valores, contata-se que esta empresa opta por utilizar um valor anual constante, mas de elevado preço de forma a compensar os gastos na fase final dos aerogeradores. De forma a visualizarmos o comportamento da manutenção para os primeiros 12 anos de vida de um parque eólico constituído por 6 aerogeradores de 2MW foi esboçado o seguinte gráfico.
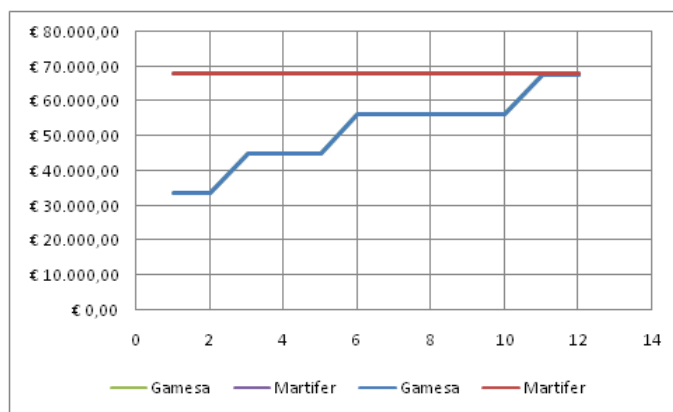
Figura 5.10: comportamento da manutenção para as diferentes empresas nos primeiros 12 anos de vida de um parque eólico constituído por 6 aerogeradores de 2MW.

Considerando uma durabilidade de 12 anos, observa-se que os valores totais da manutenção correspondente a 12 anos possuem uma diferença considerável, 24%. Na tabela seguinte mostra-se esses valores.

[2] Gamesa é uma das principais fabricantes internacionais de turbinas eólicas do mundo e líder em Espanha no que corresponde ao fabrico, venda e instalação de turbinas eólicas

Tabela 5.8: Valores da manutenção total para 12 anos para as empresas em causa.

| Empresa | Custo Total |
|---|---|
| Martifer | 618.400,00 € |
| Gamesa | 813.635,08 € |

Para verificar a viabilidade do nosso modelo foi efectuado o somatório total da manutenção correspondente a um sistema eólico de durabilidade de 20 anos para a Gamesa e recorrendo ao modelo realizado.

Tabela 5.9: Valores da manutenção total correspondente a 20 anos para a Gamesa e o modelo criado.

| Empresa | Custo Total |
|---|---|
| Martifer | 1.331.203,09 € |
| Gamesa | 1.356.058,46 € |

O custo total apresenta uma diferença de 2%, assim, conclui-se que o modelo criado é um bom modelo.

### 5.3.6 Análise da viabilidade do projecto em causa para 20 anos utilizando o modelo

Recorrendo ao modelo determinou-se o valor da manutenção dos 13-20 anos, os quais são :

Tabela 5.10: Valor da manutenção para os anos no intervalo de 13-20

| **O&M (Anos)** | **Valor Anual (Z)** |
|---|---|
| 13 | 70.624,26 € |
| 14 | 73.561,32 € |
| 15 | 76.498,39 € |
| 16 | 79.435,46 € |
| 17 | 82.372,52 € |
| 18 | 85.309,59 € |
| 19 | 88.246,66 € |
| 20 | 91.183,72 € |

Efectuando os mesmo cálculos de forma a avaliar a viabilidade do projecto mas para 20 anos temos:

O VAL obtido é de 6339629,027, o que nos indica que o projecto é economicamente viável como era de prever.

A Taxa interna de rendibilidade (TIR) deu i=10,667.

E da aplicação do método exacto ao problema resultou PRI = 11,533 anos.

## 5.4 Conclusões

A análise económica da produção de energia eólica é imprescindível para o estudo da sua viabilidade. Com o intuído de incentivar este tipo de produção são referidos meios de incentivos ao crescimento e expansão do mercado eólico. Estes meios são evidenciados sob a forma da renumeração vigente para produtores em regime especial ou sobre programas de incentivos. Com a aplicação destes incentivos verifica-se um aumento progressivo da capacidade de energia eólica instalada nos últimos anos.

É possivel observar os custos que evolve um projecto de energia eólica de forma mais detalhada, referente aos seus componentes e à sua manutenção/operação. É importante analisar os valores que expressam a manutenção/ operação, visto estes possuírem valores muito elevados, crescendo de forma linear ao longo dos anos.

No caso de estudo, para além de se concluir da viabilidade do projecto, observa-se que para a análise em que se supõe uma durabilidade por parte dos aerogerador de 20 anos, o valor da TIR é superior, ou seja, este permite valores de taxas mais elevadas continuado a ser viável.

Os resultados obtidos com a análise da viabilidade económica mostra que é possível utilizar a energia eólica para produção de energia eléctrica de forma muito atractiva.

# Capítulo 6

# Conclusões

O trabalho realizado permite afirmar que a energia eólica é uma fonte de energia limpa e barata para a produção de electricidade. Esta apresenta-se como uma solução para responder à dependência de combustíveis fósseis e à redução dos gases de efeito de estufa. Contudo como todas as formas de energias apresenta os seus prós e contras. De seguida, apresenta-se uma análise imparcial de toda a temática correspondente ao dilema da utilização ou não da energia eólica.

O recurso ao vento como fonte de energia apresenta um problema associado à produção de electricidade em grande escala correspondente à intermitência causada pela variabilidade e imprevisibilidade das condições climáticas. É importante perceber as causas da intermitência, sendo que, quando se refere à variabilidade fala-se numa variação/oscilação perante um valor e que quando referimos imprevisibilidade pretende-se mesmo chegar ao ponto da existência ou não de vento. Perante tal facto é fundamental estudar para este tipo de tecnologia o potencial e a previsão do vento. A energia eólica apresenta-se para muitos como uma solução aceitável pela sua característica renovável e para outros como uma energia que acarreta inúmeros impactos ambientais. Assim assiste-se a uma divergência de opiniões, continuando esta forma de energia a ser alvo de várias críticas. Pode-se concluir dizendo que possui uma interpretação subjectiva.

Embora os parques eólicos tenham um pequeno impacto sobre o ambiente quando comparados com as centrais convencionais, há alguns aspectos a considerar como sejam o ruído produzido, o impacte visual, o impacto na fauna e as emissões de $C0_2$.

Em relação à questão da contribuição ou não da energia eólica para a redução de gases de efeito de estufa não existe um consenso. Na produção de energia, é coerente que esta não emite gases que possam afectar o ambiente, contudo indirectamente esta acaba por os produzir como consequência do seu carácter intermitente. A energia eólica não pode simplesmente substituir as outras formas de energias, sendo que, no caso da sua utilização é necessário garantir a presença de outras formas de energia, contribuindo desta forma para as emissões de $C0_2$.

O impacto visual é outra questão que é frequentemente um tema de discórdia. Grande parte da população é contra a implementação de torres eólicas nas suas paisagens, devido à presença intrusiva da torre e às impressões visuais causadas pelas pás. Há também quem veja a instalação desta forma de energia de um modo mais consciente e perceba que não se trata de um luxo mas

sim de uma medida para a redução dos impactos ambientais.

Outro problema colocado em causa é o ruído provado pelo funcionamento destas máquinas produtoras de energia. A uma distância de 300 metros a turbina não produz mais ruído que um frigorífico a funcionar. Os avanços tecnológicos no design dos aerogeradores reduziram drasticamente o ruído resultante dos componentes mecânicos existentes outrora. Apesar de algumas discussões relativas a este impacto, remato dizendo que o ruído originado é muito inferior ao ruído causado por outros equipamentos modernos com os quais interagimos diariamente.

Todavia, para evitar perturbações às comunidades vizinhas de um parque, são cumpridas regras para garantir que as turbinas sejam colocadas a uma determinada distância das habitações. Constata-se que a grande parte dos parques eólicos estão localizados em locais desabitados e em muitas situações em áreas com estatuto de protecção, sendo que dessa forma não afectam a população.

Outro argumento apresentado como um possível impacto causado por esta forma de energia é o da fauna e flora. Contudo é de salientar que antes da construção de um parque eólico é realizado sem excepção um Estudo de Avaliação de Impacto Ambiental, o qual analisa os potencias riscos para a fauna e flora local.

No que concerne à questão da utilização dos parques eólicos como uma fonte limpa e gratuita, os impactos de um parque eólico correspondem a um pequeno problema quando contrabalançados com a questão económica. O preço a pagar por esta tecnologia em Portugal corresponde a 1 Milhão de euros por MW instalado. Para além deste custo de investimento, os parques eólicos possuem um elevado valor de operação e manutenção.

De forma a tornar esta tecnologia competitiva e sem possuir uma solução, o governo recorre aos contribuintes para suportar todos os custos de investimentos e da electricidade produzida pelas turbinas eólicas.

No entanto este paradigma não aparece clarificado por parte dos demais responsáveis pelas seguintes razões:

- à forte credibilidade da utilização da produção eólica para solucionar os problemas energéticos e das reduções do efeito de estufa;

- devido à imagem do desenvolvimento desta tecnologia corresponder a uma forte solução para grande parte da população ( levando à aceitação da mesma sem se questionar de tudo o que está obscuro ).

Nos dias de hoje, vários são os países em que o governo promove a construção de grandes parques eólicos, incentivando as empresas privadas com generosos subsídios e regulamentar apoio, exigindo meios para depois lhes comprar a energia eléctrica, ao custo por eles estipulados.

A energia eólica como já foi referido possui o problema do desperdício associado à produção da energia eólica aquando da sua desnecessidade. Assim, recorrendo a métodos de armazenamentos, como a bombagem e o ar comprimido, esta fonte renovável poderia tornar-se numa energia muito mais eficiente na qual a sua intermitência deixaria de ser uma desvantagem tão relevante.

No entanto, os custos associados ao armazenamento são muito superiores ao benefício que daí se consegue extrair, deste modo é necessário encontrar soluções nesse sentido, pois dessa forma, a energia eólica pode-se tornar muito mais competitiva e aceitável.

O facto da energia eólica se apresentar como uma fonte limpa não deixa duvida que tem de ser aproveitada. Contudo, não se pode esquecer que existem outras fontes de energia de carácter limpo e gratuito com particularidades muito atraentes.

Com o aumento do preço do petróleo e com o intuito de reduzir as nossas facturas de energia, a energia eólica devido ao seu carácter renovável apresenta-se cada vez mais como uma solução, contudo, uma solução que tem de ser fortemente analisada devido às consequências que conduz.

# Anexo A

# Anexo A

## A.1 Rugosidade do terreno usada no Atlas Europeu do Vento

Tabela A.1: Tabela de rugosidade do terreno usada no Atlas Europeu do Vento [36]

| Roughness Class | Roughness Lenght m | Energy Index (%) | Landscape Type |
|---|---|---|---|
| 0 | 0,0002 | 100 | Water surface |
| 0,5 | 0,0024 | 73 | Completely open terrain with a smooth surface, e.g. concrete runways in airports, mowed grass, etc. |
| 1 | 0,03 | 52 | Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings.Only softly rounded hills |
| 1,5 | 0,055 | 45 | Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx.1250 metres |
| 2 | 0,1 | 39 | Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx.500 metres |
| 2,5 | 0,2 | 31 | Agricultural land with many houses, shrubs and plants, or 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of aprox. 250 metres |
| 3 | 0,4 | 24 | Villages, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests and very rough and uneven terrain |
| 3,5 | 0,8 | 18 | Larger cities with tall buildings |
| 4 | 1,6 | 13 | Very large cities with tall buildings and skycrapers |
| Definitions according to the European Wind Atlas, WAsP. | | | |

# Anexo B

# Anexo B

## B.1 Selecção do modelo para estimar a manutenção

Com o objectivo de conceber o melhor modelo possível foram traçadas várias linhas de tendência no software "Excel", este para além de permitir o esboço destas, possui a opção de adicionar a equação e o valor de "$R^2$"no respectivo gráfico. Recorrendo ao método dos mínimos quadrados para definir a equação constata-se que os valores obtidos, como não poderiam deixar de ser, correspondem aos ilustrados nos gráficos, possuindo apenas valores mais exactos (com mais casas decimais). Com a finalidade de procurar a melhor regressão foi efectuado uma análise das seguintes funções.
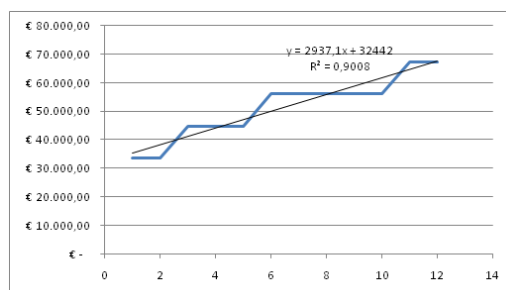
Figura B.1: Modelo Linear.
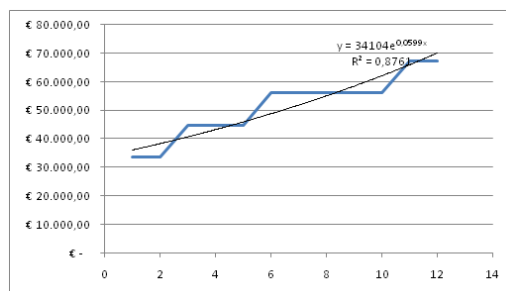
Figura B.2: Modelo Exponencial.
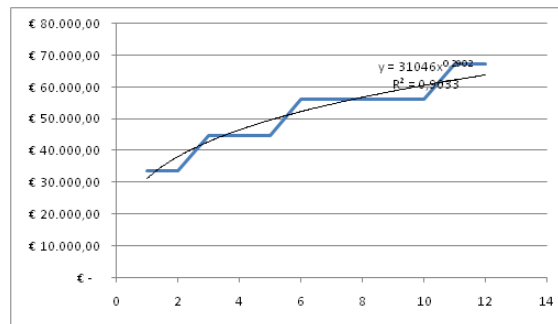
Figura B.3: Modelo Potencial.
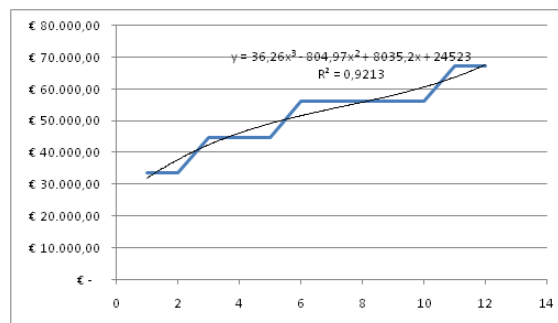
Figura B.4: Modelo Polinomial de ordem 3.
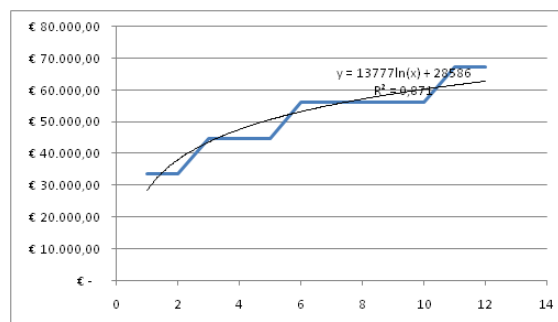
Figura B.5: Modelo Logarítmico.

Numa primeira análise verifica-se que os valores resultantes da aplicação dos diferentes modelos apresentam valores muito próximos dos valores dos dados obtidos por parte da Martifer. Na tabela B.1 pode-se constatar que os modelos apresentam valores muito próximos, destacando a modelização exponencial e potencial com piores resultados. De modo a obter uma análise visual, observa-se que no esboço dos gráficos dos modelos na imagem B.6 as curvas estão sobrepostas relevando assim a proximidade existente.

Para uma melhor percepção do erro foi realizado o cálculo do erro para cada modelo segundo a expressão, sendo k o respectivo ano.

$$\varepsilon_{Total} = \frac{\sum_{k=1}^{12} Valoranualestimado}{\sum_{k=1}^{12} residuo} \tag{B.1}$$

Tabela B.1: Valores estimados para os diferentes modelos

| Operação e manutenção (anos) | Valor anual estimado(€) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Linear | Exponencial | Potencial | Polinomial ordem 3 | Logarítmica |
| 1 | 35.379,10 € | 36.209,25 € | 31.046,00 € | 31.789,49 € | 28.586,00 € |
| 2 | 38.316,20 € | 38.444,46 € | 37.963,35 € | 37.663,60 € | 38.135,49 € |
| 3 | 41.253,30 € | 40.817,65 € | 42.703,77 € | 42.362,89 € | 43.721,58 € |
| 4 | 44.190,40 € | 43.337,34 € | 46.421,96 € | 46.104,92 € | 47.684,98 € |
| 5 | 47.127,50 € | 46.012,57 € | 49.527,54 € | 49.107,25 € | 50.759,23 € |
| 6 | 50.064,60 € | 48.852,95 € | 52.218,59 € | 51.587,44 € | 53.271,07 € |
| 7 | 53.001,70 € | 51.868,66 € | 54.607,60 € | 53.763,05 € | 55.394,80 € |
| 8 | 55.938,80 € | 55.070,53 € | 56.765,23 € | 55.851,64 € | 57.234,47 € |
| 9 | 58.875,90 € | 58.470,05 € | 58.739,04 € | 58.070,77 € | 58.857,16 € |
| 10 | 61.813,00 € | 62.079,43 € | 60.562,76 € | 60.638,00 € | 60.308,71 € |
| 11 | 64.750,10 € | 65.911,62 € | 62.261,25 € | 63.770,89 € | 61.621,80 € |
| 12 | 67.687,20 € | 69.980,36 € | 63.853,40 € | 67.687,00 € | 62.820,56 € |
| Somatório | 618.397,80 € | 617.054,87 € | 616.670,49 € | 618.396,94 € | 618.395,85 € |
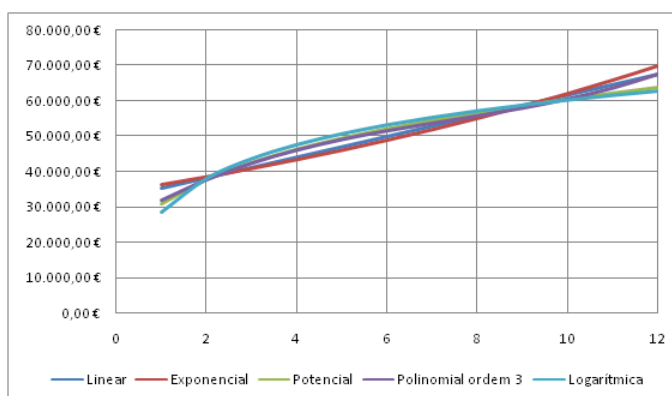
Figura B.6: Valores estimados para os diferentes modelos

Os valores obtidos após a aplicação da seguinte expressão estão enunciados na tabela B.2.

No geral nenhum modelo apresenta um valor do erro desmedido, contudo o modelo polinomial de ordem 3 apresenta o menor erro. Para o caso de estudo iremos considerar a regressão linear como modelização da manutenção e operação anual de forma a facilitar, simplificar os cálculos visto este apresentar um valor do erro muito aceitável e próximo do modelo polinomial ordem 3.

Tabela B.2: Valor do erro total dos diferentes modelos.

| | % Erro TOTAL |
|---|---|
| Linear | 5,43 |
| Exponencial | 6,31 |
| Potencial | 5,98 |
| Polinomial ordem 3 | 5,07 |
| Logarítmica | 6,66 |

# Anexo C

# Anexo C

## C.1 Parques eólicos ligados à rede

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ALTO MINHO I | Viana do Castelo | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2007 |
| LEOMIL | Viseu | 16,1 | 7 | 2300 | NORDEX | N90 | 2007 |
| TENDAIS | Viseu | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| S. JOÃO 1 | Coimbra | 8,4 | 5 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2007 |
| S. JOÃO 2 | Coimbra | 13,4 | 8 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2007 |
| ORTIGA (ampl.) | Leiria | 1,7 | 1 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2007 |
| PENAMACOR 2 | Guarda | 14,7 | 7 | 2100 | SUZLON | S-88 | 2007 |
| PENAMACOR 3B | Guarda | 25,2 | 12 | 2100 | SUZLON | S-88 | 2007 |
| S. CRISTÓVÃO (ampl.) | Viseu | 2,0 | 1 | 2000 | VESTAS | V80 | 2007 |
| S. MACÁRIO I | Viseu | 11,5 | 5 | 2300 | NORDEX | N90 | 2007 |
| PICO ALTO | Faro | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| CHIQUEIRO | Castelo Branco | 4,0 | 2 | 2000 | VESTAS | V80 | 2007 |
| ALVOAÇA | Castelo Branco | 20,0 | 10 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2007 |
| PEDRAS LAVRADAS | Castelo Branco | 16,1 | 7 | 2300 | ENERCON | E-70 E4 | 2007 |
| FELGAR | Bragança | 8,0 | 4 | 2000 | VESTAS | V80 | 2007 |
| FANHÕES II | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G80 | 2007 |
| ALMARGEM | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| CASAIS | Viseu | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| SAFRA / COENTRAL | Leiria | 38,4 | 23 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2007 |
| PINHAL INTERIOR II | Castelo Branco | 26,0 | 13 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| CARAMULO | Viseu | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| GUARDA | Guarda | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| GARDUNHA | Castelo Branco | 72,0 | 36 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| AZINHEIRA | Braga | 14,0 | 7 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| NAVE | Viseu | 38,0 | 19 | 2000 | GAMESA | G90 | 2007 |
| MOURISCA | Viseu | 38,0 | 19 | 2000 | GAMESA | G87 | 2007 |
| ALTO DO MONÇÃO | Viseu | 30,0 | 15 | 2000 | GAMESA | G87 | 2007 |
| PERDIGÃO | Castelo Branco | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2007 |
| SOBRAL II | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | GAMESA | G83 | 2007 |
| S. PEDRO (Boneca) | Porto | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM82 | 2007 |

# Parques eólicos ligados à rede

## CONTINENTE

## Dez08

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BORDEIRA | Faro | 24,0 | 12 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| CABEÇO RAINHA II | Castelo Branco | 8,0<br>9,2 | 4<br>4 | 2000<br>2300 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | 2008 |
| GUERREIROS | Faro | 12,0 | 6 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| SERRA DO ALVÃO | Vila Real | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G87 | 2008 |
| CHÃO FALCÃO II | Leiria | 4,6 | 2 | 2300 | NORDEX | N90 | 2008 |
| LOUSÃ II | Coimbra | 10,0 | 4 | 2500 | NORDEX | N90 | 2008 |
| RIBABELIDE | Viseu | 14,0 | 7 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| SICÓ | Leiria | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| LAGOA D. JOÃO / PICÃO | Viseu | 34,0 | 17 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| MAFÔMEDES | Porto | 2,1 | 1 | 2100 | SUZLON | S-88 | 2008 |
| PENAMACOR 3B expansão | Guarda | 14,7 | 7 | 2100 | SUZLON | S-88 | 2008 |
| MARVILA | Lisboa | 12,0 | 6 | 2000 | REpower | MM92 | 2008 |
| ALTO DA FOLGOROSA | Lisboa | 16,0 | 8 | 2000 | REpower | MM92 | 2008 |
| ESPINHAÇO DE CÃO | Faro | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM92 | 2008 |
| ARGANIL/TOUTIÇO | Coimbra | 21,0 | 7 | 3000 | VESTAS | V90 | 2008 |
| ARADA - Aveloso | Viseu | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| ARADA - Picão | Viseu | 22,0 | 11 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| ARADA - Carvalhosa | Viseu | 34,0 | 17 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| ARADA - Arada | Viseu | 50,0 | 25 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| RUIVÃES | Braga | 0,9 | 1 | 850 | VESTAS | V52 | 2008 |
| SERRA DO MÚ | Beja | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| MAFÔMEDES | Porto | 2,1 | 1 | 2100 | SUZLON | S-88 | 2008 |
| MOSQUEIROS | Guarda | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| Sr.ª SOCORRO (ampl.) | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| TESTOS | Viseu | 24,0 | 12 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| GARDUNHA | Castelo Branco | 4,0<br>38,0 | 2<br>19 | 2000 | ENERCON | E-70 E4<br>E-82 | 2008 |
| TRANCOSO | Viseu | 28,0 | 14 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| SARDINHA | Lisboa | 26,0 | 13 | 2000 | GAMESA | G87 | 2008 |
| TENDAIS | Viseu | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| GUARDA (ampl.) | Guarda | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-82 | 2008 |
| A. MINHO I - Picos | Viana do Castelo | 30,0<br>22,0 | 15<br>11 | 2000 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | 2008 |
| A. MINHO I - Corisco | Viana do Castelo | 40,0<br>8,0 | 20<br>4 | 2000 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | 2008 |
| A. MINHO I - Sto António | Viana do Castelo | 32,0 | 16 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2008 |
| A. MINHO I - Mend./Bustav. | Viana do Castelo | 26,0<br>22,0 | 13<br>11 | 2000 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | 2008 |
| A. MINHO I - Picoto/SS | Viana do Castelo | 10,0<br>28,0 | 5<br>14 | 2000 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | 2008 |

## Parques eólicos ligados à rede

CONTINENTE (continuação)

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ALTO DO MONÇÃO | Viseu | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G87 | 2006 |
| LOUSÃ | Coimbra | 35,0 | 14 | 2500 | GEWE | 2.5 | 2006 |
| JOGUINHO II | Lisboa | 26,0 | 13 | 2000 | REpower | MM82 | 2006 |
| SAFRA / COENTRAL | Leiria | 3,3 | 2 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2006 |
| MADRINHA | Faro | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| PENAMACOR 1 | Castelo Branco | 20,0 | 10 | 2000 | GAMESA | G83 | 2006 |
| PENAMACOR 3A | Castelo Branco | 20,0 | 10 | 2000 | GAMESA | G83 | 2006 |
| CELA | Leiria | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM82 | 2006 |
| FANHÕES II | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G80 | 2006 |
| PÓ | Lisboa | 9,1 | 7 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2006 |
| PINHAL INTERIOR I | Castelo Branco | 54,0 | 18 | 3000 | VESTAS | V90 | 2006 |
| SERRA D'EL REI | Leiria | 21,7 | 13 | 1670 | ECOTECNIA | ECO80 | 2006 |
| ARRUDA I | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | GAMESA | G83 | 2006 |
| SOBRAL II | Lisboa | 8,0 | 4 | 2000 | GAMESA | G83 | 2006 |
| ABOGALHEIRA | Porto | 3,3 | 2 | 1670 | ECOTECNIA | ECO80 | 2006 |
| FREITA II | Aveiro | 18,4 | 8 | 2300 | NORDEX | N90 | 2006 |
| FREITA I | Aveiro | 18,4 | 8 | 2300 | NORDEX | N90 | 2006 |
| VIDEMONTE | Guarda | 32 | 16 | 2000 | GAMESA | G87 | 2006 |
| ORTIGA | Leiria | 11,7 | 7 | 1670 | ECOTECNIA | ECO74 | 2006 |
| CANDEEIROS (ampl.) | Leiria | 33,0 | 11 | 3000 | VESTAS | V90 | 2006 |
| CHORIDA 2 | Porto | 0,8 | 1 | 800 | ENERCON | E-48 | 2006 |
| CHORIDA 1 | Porto | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| PLAINA DO VISO | Braga | 1,2 | 2 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| MAIROS I | Vila Real | 2,0<br>0,6 | 1<br>1 | 2000<br>600 | ENERCON | E-70 E4<br>E-48 | 2006 |
| SERRA D'ARGA | Viana do Castelo | 36,0 | 12 | 3000 | VESTAS | V90 | 2006 |
| Sr.ª SOCORRO I | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| VIDUAL / CARVALHAL | Coimbra | 1,0 | 1 | 1000 | WinWinD | WWD 1 | 2006 |
| TERREIRO DAS BRUXAS | Guarda | 1,0 | 1 | 1000 | WinWinD | WWD 1 | 2006 |
| VALÉRIOS | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM82 | 2006 |
| PRACANA | Santarém | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| MAIROS II | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| CASA DA LAGOA | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| LEIRANCO | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| PINHAL INTERIOR II | Castelo Branco | 60,0 | 30 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| CARAVELAS (ampl.) | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 600 | 2006 |
| SEBOLIDO | Porto | 0,8 | 1 | 800 | ENERCON | E-48 | 2006 |
| S. MAMEDE | Lisboa | 6,9 | 3 | 2300 | NORDEX | N90 | 2006 |
| PENOUTA | Braga | 0,8 | 1 | 800 | ENERCON | E-48 | 2006 |
| PAMPILHOSA | Coimbra | 81,0 | 27 | 3000 | VESTAS | V90 | 2006 |
| ALTO DO SEIXAL | Vila Real | 1,6 | 2 | 800 | ENERCON | E-48 | 2006 |
| VIDEIRA | Leiria | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| CANDAL/COELHEIRA | Viseu | 40,0 | 20 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| CARAMULO | Viseu | 84,0 | 42 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2006 |
| SEIXINHOS | Porto | 10,4 | 8 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2006 |
| PENEDO RUIVO | Porto | 10,4 | 8 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2006 |

## Parques eólicos ligados à rede

CONTINENTE (continuação)

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PENEDO RUIVO | Porto | 2,6 | 2 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2005 |
| VIDEIRA | Leiria | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| PINHAL INTERIOR II | Castelo Branco | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| ARCHEIRA 3 | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| S. PEDRO | Viseu | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| DONINHAS | Aveiro | 0,8 | 1 | 800 | ENERCON | E-48 800 | 2005 |
| S. PAIO | Viana do Castelo | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| SANTA HELENA | Viseu | 4,0 | 2 | 2000 | REpower | MM82 | 2005 |
| ALTO DO TALEFE (ampl.) | Viseu | 1,5 | 1 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2005 |
| FONTE DA QUELHA (ampl.) | Viseu | 1,5 | 1 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2005 |
| ALFARROBEIRA | Braga | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 | 2005 |
| PORTAL DA FREITA II | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E-48 | 2005 |
| PAMPILHOSA | Coimbra | 33,0 | 11 | 3000 | VESTAS | V90 | 2005 |
| ESPIGA | Viana do Castelo | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| PENA SUAR (ampl.) | Porto | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| LAMEIRA | Viseu | 10,4 | 8 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2005 |
| SIRIGO | Viseu | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| CABRIL (ampl.) | Viseu | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| ARCELA | Lisboa | 11,5 | 5 | 2300 | NORDEX | N90 | 2005 |
| DEGRACIAS | Coimbra | 20,0 | 10 | 2000 | VESTAS | V80 | 2005 |
| RABAÇAL | Coimbra | 2,0 | 1 | 2000 | VESTAS | V80 | 2005 |
| AMARAL (ampl.) | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G80 | 2005 |
| FANHÕES II | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G80 | 2005 |
| BONECA II | Porto | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| MONTIJO | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| COSTA VICENTINA | Setúbal | 10,0 | 5 | 2000 | REpower | MM82 | 2005 |
| PASSARINHO | Lisboa | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| FANHÕES I | Lisboa | 12,0 | 6 | 2000 | GAMESA | G80 | 2005 |
| CANDEEIROS | Santarém | 78,0 | 26 | 3000 | VESTAS | V90 | 2005 |
| ACHADA | Lisboa | 6,9 | 3 | 2300 | NORDEX | N90 | 2005 |
| VILA NOVA (ampl.) | Coimbra | 6,0 | 3 | 2000 | VESTAS | V80 | 2005 |
| SERRA DA CAPUCHA | Lisboa | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| OUTEIRO | Vila Real | 30,0 | 15 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| ARCHEIRA 4 | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2005 |
| CALDAS I | Lisboa | 10,0 | 5 | 2000 | GAMESA | G83 | 2005 |
| CHÃO FALCÃO | Leiria | 34,5 | 15 | 2300 | NORDEX | N90 | 2005 |
| MALHADIZES | Coimbra | 12,0 | 6 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2005 |
| CATEFICA | Lisboa | 16,0 | 8 | 2000 | GAMESA | G80 | 2005 |
| TERRAS ALTAS DE FAFE | Braga | 78,0 | 39 | 2000 | GAMESA | G87 | 2005 |
| ALAGOA DE CIMA | Viana do Castelo | 12,0 | 8 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2005 |
| MEADAS | Viseu | 9,0 | 3 | 3000 | VESTAS | V90 | 2005 |
| SERRA DA ESCUSA | Lisboa | 2,0 | 2 | 1000 | WinWinD | WWD 1 | 2005 |
| CHAMINÉ | Setúbal | 4,6 | 2 | 2300 | NORDEX | N90 | 2005 |
| VILAR CHÃO | Braga | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2005 |
| CARREÇO E OUTEIRO | Viana do Castelo | 2,3 | 1 | 2300 | NORDEX | N90 | 2005 |
| TEIXEIRÓ | Porto | 4,0<br>2,0 | 2<br>1 | 2000<br>2000 | REpower | MM82<br>MM70 | 2005 |

## Parques eólicos ligados à rede
### CONTINENTE (continuação)

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CHAMINÉ | Setúbal | 2,3 | 1 | 2300 | NORDEX | N90 | 2004 |
| TERRAS ALTAS DE FAFE | Braga | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G87 | 2004 |
| CATEFICA | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | GAMESA | G80 | 2004 |
| TEIXEIRÓ | Porto | 4,0<br>4,0 | 2<br>2 | 2000<br>2000 | REpower | MM82<br>MM70 | 2004 |
| AMARAL 1 | Lisboa | 8,0 | 4 | 2000 | GAMESA | G80 | 2004 |
| ALAGOA DE CIMA | Viana do Castelo | 1,5 | 1 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2004 |
| MOSTEIRO | Guarda | 9,1 | 7 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2004 |
| Sr.ª DA VITÓRIA | Leiria | 12,0 | 8 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5sl | 2004 |
| CARREÇO E OUTEIRO | Viana do Castelo | 18,4 | 8 | 2300 | NORDEX | N90 | 2004 |
| AMÊNDOA | Santarém | 14,9 | 9 | 1650 | VESTAS | NM82 | 2004 |
| CASTANHEIRA | Bragança | 4,0 | 2 | 2000 | REpower | MM82 | 2004 |
| MOINHO DE MANIQUE | Lisboa | 2,0<br>0,6 | 1<br>1 | 2000<br>600 | ENERCON | E66/20.7<br>E40/6.44 | 2004 |
| CADRAÇO | Viseu | 1,2 | 1 | 1200 | ENERCON | E-58 | 2004 |
| AÇOR | Coimbra | 20,0 | 10 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2004 |
| SERRA DA CABREIRA | Braga | 20,0 | 10 | 2000 | ENERCON | E-70 E4 | 2004 |
| SERRA DE TODO O MUNDO | Lisboa | 10,0 | 5 | 2000 | VESTAS | V80 | 2004 |
| RIBAMAR | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | REpower | MM82 | 2004 |
| DIRÃO DA RUA | Guarda | 2,0<br>0,6 | 1<br>1 | 2000<br>600 | ENERCON | E66/20.7<br>E40/6.44 | 2004 |
| VILA NOVA | Coimbra | 20,0 | 10 | 2000 | VESTAS | V80 | 2004 |
| BORNINHOS | Bragança | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2004 |
| LOMBA DA SEIXA II | Vila Real | 12,0 | 8 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2004 |
| ARCHEIRA 2 | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2004 |
| MOINHO VELHO | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2004 |
| PADRELA | Vila Real | 7,5 | 5 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2004 |
| ALTO DO TALEFE | Viseu | 12,0 | 8 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2004 |
| FONTE DA QUELHA | Viseu | 12,0 | 8 | 1500 | GEWE | GEWE-1.5s | 2004 |
| ALVÃO (ampl.) | Vila Real | 12,0 | 6 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2004 |
| BOLORES | Lisboa | 5,2 | 4 | 1300 | BONUS | 1.3 | 2003 |
| ARCIPRESTE | Viseu | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| PICOS VERDES II | Faro | 10,5 | 7 | 1500 | FURLANDER | MD70 | 2003 |
| BONECA | Porto | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| AGUIEIRA | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| CABEÇO DA VACA II | Braga | 1,2 | 2 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| VERGÃO | Castelo Branco | 13,0 | 10 | 1300 | NORDEX | N62 | 2003 |
| TRANDEIRAS | Vila Real | 18,2 | 14 | 1300 | BONUS | BONUS 1300 | 2003 |
| MEROICINHA | Vila Real | 3,0<br>6,0 | 1<br>3 | 3000<br>2000 | VESTAS | V90<br>V80 | 2003 |
| SERRA D'ARGA | Viana do Castelo | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| ALTO DO CÔTO | Aveiro | 4,5 | 5 | 900 | NEG-MICON | NM 900-52 | 2003 |
| MOINHOS DO OESTE | Lisboa | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2003 |
| Sr.ª do CASTELO II | Viseu | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2003 |
| BARROSO | Vila Real | 18,0 | 9 | 2000 | VESTAS | V80 | 2003 |
| CABEÇO DA RAINHA (ampl.) | Castelo Branco | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E66/20.7 | 2003 |
| BULGUEIRA | Vila Real | 2,4 | 3 | 800 | NORDEX | N50 | 2003 |
| Sr.ª do CASTELO I | Viseu | 1,2 | 2 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| CÔTO DA ALDEIA | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |
| MORRO DE BOI | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2003 |

## Parques eólicos ligados à rede

### CONTINENTE (continuação)

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IGREJA NOVA (ampl.) | Lisboa | 3,9 | 3 | 1300 | NORDEX | N60 | 2002 |
| PINHEIRO | Viseu | 21,6 | 12 | 1800 | ENERCON | E66 | 2002 |
| JARMELEIRA | Lisboa | 0,9 | 1 | 850 | VESTAS | V52-850 | 2002 |
| MAÇÃO III | Santarém | 4,5 | 5 | 900 | NEG-MICON | NM 900-52 | 2002 |
| CABRIL | Viseu | 16,2 | 9 | 1800 | ENERCON | E66 | 2002 |
| BIGORNE | Viseu | 7,0 | 4 | 1750 | VESTAS | V66-1.75 | 2002 |
| ALVÃO | Vila Real | 10,8 | 6 | 1800 | ENERCON | E66 | 2002 |
| ENERWATT | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2002 |
| CABEÇO DA VACA | Braga | 1,2 | 2 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2002 |
| MALHADAS | Coimbra | 9,9 | 15 | 660 | VESTAS | V47 | 2001 |
| LOMBA da SEIXA I | Vila Real | 13,0 | 10 | 1300 | NORDEX | N60 | 2001 |
| S. CRISTÓVÃO | Viseu | 3,3 | 2 | 1650 | VESTAS | V66-1.65 | 2001 |
| CADAFAZ | Coimbra | 10,2 | 17 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2001 |
| MAÇÃO II | Santarém | 2,3 | 3 | 750 | NEG-MICON | NM 750-48 | 2000 |
| CABEÇO RAINHA | Castelo Branco | 10,2 | 17 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2000 |
| CABEÇO ALTO | Vila Real | 11,7 | 9 | 1300 | NORDEX | N60 | 2000 |
| ARCHEIRA | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2000 |
| VENTOESTE | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2000 |
| SÃO JOÃO | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2000 |
| MONTE VENDAVAIS | Lisboa | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 2000 |
| MAÇÃO | Santarém | 2,3 | 3 | 750 | NEG-MICON | NM 750-48 | 1999 |
| IGREJA NOVA | Lisboa | 3,3 | 2 | 1650 | VESTAS | V66-1.65 | 1999 |
| CARAVELAS | Vila Real | 0,6 | 1 | 600 | ENERCON | E40/6.44 | 1999 |
| PENA SUAR | Porto | 10,0 | 20 | 500 | ENERCON | E40 | 1998 |
| VILA LOBOS | Viseu | 10,0 | 20 | 500 | ENERCON | E40 | 1998 |
| FONTE MONTEIROS | Faro | 10,0 | 20 | 500 | MITSUBISHI | MHI-500 | 1998 |
| PICOS VERDES I | Faro | 2,0 | 4 | 500 | ENERCON | E40 | 1998 |
| PORTAL DA FREITA | Vila Real | 0,5 | 1 | 500 | ENERCON | E40 | 1998 |
| FONTE DA MESA | Viseu | 10,2 | 17 | 600 | VESTAS | V42 | 1996 |
| SINES | Setúbal | 1,8 | 12 | 150 | WINWORLD | W-2800/150 | 1992 |
| LOUREL | Lisboa | 0,02 | 1 | 20 | AEROMAN | 12/20 | 1985 |

## Parques eólicos ligados à rede

### Regiões Autónomas

### Dez08

| Nome | Ilha | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PAÚL DA SERRA (ENEREEM) | Madeira | 3,30 | 5 | 660 | VESTAS | V47 | 2003 |
| CANIÇAL (EEM) | " | 3,30 | 5 | 660 | VESTAS | V47 | 2001 |
| CABEÇO DO CARVALHO | Porto Santo | 0,66 | 1 | 660 | VESTAS | V47 | 2001 |
| | | 0,45 | 2 | 225 | | V29 | 1996 |
| BICA DA CANA | Madeira | 1,80 | 12 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1993 |
| CANIÇAL | Madeira | 0,90 | 6 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1993 |
| PERFORM 2/S | Madeira | 1,35 | 9 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1993 |
| PERFORM 2/N | Madeira | 0,90 | 6 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1993 |
| PERFORM 1 | Madeira | 0,39 | 3 | 130 | NORDTANK | NTK130 | 1992 |
| PORTO SANTO | Porto Santo | 0,27 | 9 | 30 | AEROMAN | 14/30 | 1985 |
| SERRA DO CUME | Terceira | 4,5 | 5 | 900 | ENERCON | E-44 | 2008 |
| PICO | Pico | 1,80 | 6 | 300 | ENERCON | E30 | 2005 |
| LOMBA DOS FRADES | Faial | 1,80 | 6 | 300 | ENERCON | E30 | 2002 |
| FIGUEIRAL | Santa Maria | 0,90 | 3 | 300 | ENERCON | E30 | 2002 |
| BOCA DA VEREDA | Flores | 0,60 | 2 | 300 | ENERCON | E30 | 2002 |
| SERRA BRANCA (amp) | Graciosa | 0,60 | 2 | 300 | ENERCON | E30 | 2002 |
| PICO DA URZE (amp II) | São Jorge | 0,60 | 2 | 300 | ENERCON | E30 | 2002 |
| PICO DA URZE (amp) | São Jorge | 0,15 | 1 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1994 |
| SERRA BRANCA | Graciosa | 0,20 | 2 | 100 | NORDTANK | NTK150 | 1992 |
| PICO DA URZE | São Jorge | 0,40 | 4 | 100 | NORDTANK | NTK150 | 1991 |
| SANTA MARIA | Santa Maria | 0,27 | 9 | 30 | AEROMAN | 14/30 | 1988 |

## Parques /aerogeradores desligados da rede – Dez08

### Continente

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ano saída serviço |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| FONTE MONTEIROS | Faro | -1,0 | -2 | 500 | MITSUBISHI | MHI-500 | 2004 |
| FONTE MONTEIROS | Faro | -0,5 | -1 | 500 | MITSUBISHI | MHI-500 | 2002 |
| LOUREL | Lisboa | -0,02 | -1 | 20 | AEROMAN | 12/20 | 1999 |

### Regiões Autónomas

| Nome | Ilha | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ano saída serviço |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BICA DA CANA | Madeira | -0,90 | -6 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 2008 |
| CANIÇAL (EEM) | Madeira | -3,30 | -5 | 660 | VESTAS | V47 | 2003 |
| PORTO SANTO | " | -0,27 | -9 | 30 | AEROMAN | 14/30 | 1996 |
| PERFORM 2/N | " | -0,15 | -1 | 150 | NORDTANK | NTK150 | 1993 |
| SANTA MARIA | Santa Maria | -0,27 | -9 | 30 | AEROMAN | 14/30 | 2001 |

## Parques eólicos em construção e adjudicados - Dez08

### CONTINENTE

| Nome | Distrito | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| BAIÃO | Porto | 6,3 | 3 | 2100 | SUZLON | S-88 | constr. |
| VILA FRANCA DE XIRA | Lisboa | 12,6 | 6 | 2100 | SUZLON | S-88 | constr. |
| SABUGAL | Guarda | 25,2 | 12 | 2100 | SUZLON | S-88 | constr. |
| SERRA ALTA | Guarda | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM92 | constr. |
| BARÃO DE S. JOÃO | Faro | 50,0 | 25 | 2000 | REpower | MM92 | constr. |
| SOBRADO | Viseu | 8,0 | 4 | 2000 | REpower | MM82 | constr. |
| LOMBA DO VALE | Vila Real | 16,1<br>5,0 | 7<br>2 | 2300<br>2500 | NORDEX | N90 | constr. |
| CHÃO FALCÃO III | Leiria | 20,7 | 9 | 2300 | NORDEX | N90 | constr. |
| CHÃO FALCÃO II | Leiria | 20,7 | 9 | 2300 | NORDEX | N90 | constr. |
| LOUSÃ II | Coimbra | 40,0 | 16 | 2500 | NORDEX | N90 | constr. |
| SERRA DE BORNES | Bragança | 60,0 | 24 | 2500 | NORDEX | N90 | constr. |
| TENDAIS (extensão) | Viseu | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| SERAMENA | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| PASSARINHO II | Lisboa | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| ALVAIÁZERE | Leiria | 18,0 | 9 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| ALTO DO MARCO | Vila Real | 12,0 | 6 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| MOSQUEIROS II | Guarda | 20,0 | 10 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| VILA NOVA II | Coimbra | 24,0 | 12 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| BARROSO III | Vila Real | 16,0 | 8 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| MILAGRES | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| MARAVILHA II | Lisboa | 4,0 | 2 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| MARAVILHA I | Lisboa | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| VALE DE GALEGOS | Lisboa | 26,0 | 13 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| MOUGUEIRAS | Castelo Branco | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| BRAVO | Castelo Branco | 16,0 | 8 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| CHÃ DO GUILHADO | Vila Real | 2,0 | 1 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| SALGUEIROS-GUILHADO | Vila Real | 8,0 | 4 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| CABEÇO RAINHA (Ref. Pot.) | Castelo Branco | 6,0 | 3 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| ALTO ARGANIL | Castelo Branco<br>Coimbra | 10,0<br>26,0 | 5<br>13 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| BARROSO II | Vila Real | 10,0 | 5 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| NEGRELO-GUILHADO | Vila Real | 20,0 | 10 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| SERRA DO MÚ | Beja | 16,0 | 8 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| CABEÇO RAINHA II | Castelo Branco | 14,0 | 7 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| SICÓ | Leiria | 16,0 | 8 | 2000 | ENERCON | E-82 | constr. |
| ALTO DA FOLGOROSA | Lisboa | 2,0 | 1 | 2000 | REpower | MM92 | constr. |
| ESPINHAÇO DE CÃO | Faro | 10,0 | 5 | 2000 | REpower | MM92 | constr. |
| SERRA DO ALVÃO | Vila Real | 40,0 | 20 | 2000 | GAMESA | G87 | constr. |
| ARGANIL/TOUTIÇO | Coimbra | 81,0 | 27 | 3000 | VESTAS | V90 | constr. |
| A. MINHO I - Corisco | Viana do Castelo | 16,0<br>2,0 | 8<br>1 | 2000 | ENERCON | E-82<br>E-70 E4 | constr. |

## Regiões Autónomas

| Nome | Ilha | Potência total [MW] | Nº de máquinas | Potência nominal [kW] | Fabricante | Modelo | Ligação à rede |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *PAUL DA SERRA* | *Madeira* | *6,0* | *4* | *1500* | *EOZEN-Vensys* | *1,5 MW (70)* | *constr.* |
| *FONTE DO JUNCAL* | *Madeira* | *6,0* | *4* | *1500* | *EOZEN-Vensys* | *1,5 MW (70)* | *constr.* |
| *QUINTA DO LORDE* | *Madeira* | *2,6* | *3* | *850* | *VESTAS* | *V52* | *constr.* |
| *LOIRAL* | *Madeira* | *5,1* | *6* | *850* | *VESTAS* | *V52* | *constr.* |
| *PEDRAS* | *Madeira* | *10,2* | *12* | *850* | *VESTAS* | *V52* | *constr.* |

# Anexo D

# Anexo D

## D.1 Cronograma-tipo das diferentes etapas do parque eólico em estudo

Tabela D.1: Cronograma-tipo das diferentes etapas do parque eólico em estudo

| **PARQUE EÓLICO DE 6 AEROGERADORES** | **DURAÇÃO DA TAREFA** | **INÍCIO DA TAREFA** | **FIM DA TAREFA** |
|---|---|---|---|
| **TOTAL** | 413 days | 01-01-2007 | 30-07-2008 |
| **Assinatura de Contrato** | 0 days | 01-01-2007 | 01-01-2007 |
| **Estudos e projectos base** | 40 days | 01-01-2007 | 23-02-2007 |
| **Montagem do estaleiro** | 10 days | 26-02-2007 | 09-03-2007 |
| **Construção de Acessos** | 60 days | 12-03-2007 | 01-06-2007 |
| Desmatação e Decapagem de terrenos | 30 days | 12-03-2007 | 20-04-2007 |
| Escavações | 35 days | 26-03-2007 | 11-05-2007 |
| Aplicação da 1ª camada de Touvenant | 20 days | 07-05-2007 | 01-06-2007 |
| Execução de drenagem de águas pluviais | 5 days | 30-04-2007 | 07-05-2007 |
| **Construção de Fundações** | 60 days | 04-06-2007 | 24-08-2007 |
| Escavação | 30 days | 04-06-2007 | 13-07-2007 |
| Montagem de armaduras e betonagem - 1ª fase | 50 days | 11-06-2007 | 17-08-2007 |
| Montagem de armaduras e betonagem - 2ª fase | 45 days | 25-06-2007 | 24-08-2007 |
| **Abertura de Valas de Cabos** | 50 days | 27-08-2007 | 02-11-2007 |
| **Passagem de Cabos** | 50 days | 17-09-2007 | 23-11-2007 |
| **Tapamento de Valas de Cabos** | 50 days | 01-10-2007 | 07-12-2007 |
| **Edifício de Comando e Subestação** | 106 days | 21-12-2007 | 16-05-2008 |
| Abertura de Sapatas - Escavação | 3 days | 21-12-2007 | 26-12-2007 |
| Execução de estrutura | 20 days | 26-12-2007 | 23-01-2008 |
| Execução de alvenarias | 15 days | 23-01-2008 | 13-02-2008 |
| Passagem de cablagem - infraestruturas | 8 days | 13-02-2008 | 25-02-2008 |
| Aplicação de revestimentos | 10 days | 25-02-2008 | 10-03-2008 |
| Serralharias e Carpintarias | 10 days | 10-03-2008 | 24-03-2008 |
| Execução da rede de terras - subestação | 5 days | 18-02-2008 | 22-02-2008 |
| Execução de estrutura - subestação | 25 days | 18-02-2008 | 24-03-2008 |
| Instalação de equipamentos eléctricos - subestação | 20 days | 24-03-2008 | 18-04-2008 |
| Instalação de equipamentos eléctricos - edifício | 20 days | 07-04-2008 | 05-05-2008 |
| Ensaios e comissionamento | 10 days | 05-05-2008 | 16-05-2008 |
| **Conclusão da Subestação** | 0 days | 16-05-2008 | 16-05-2008 |
| **Entrega do primeiro AG no Parque** | 0 days | 16-05-2008 | 16-05-2008 |
| **Montagem dos AG's** | 30 days | 19-05-2008 | 27-06-2008 |
| Montagem de Torre e AG1 | 5 days | 19-05-2008 | 23-05-2008 |
| Montagem de Torre e AG2 | 5 days | 26-05-2008 | 30-05-2008 |
| Montagem de Torre e AG3 | 5 days | 02-06-2008 | 06-06-2008 |
| Montagem de Torre e AG4 | 5 days | 09-06-2008 | 13-06-2008 |
| Montagem de Torre e AG5 | 5 days | 16-06-2008 | 20-06-2008 |
| Montagem de Torre e AG6 | 5 days | 23-06-2008 | 27-06-2008 |
| **Comissionamento** | 18 days | 16-06-2008 | 09-07-2008 |
| **Ligação à rede pública** | 0 days | 09-07-2008 | 09-07-2008 |
| **Testes Finais** | 5 days | 10-07-2008 | 16-07-2008 |
| **Início da Entrada em Funcionamento do Parque** | 0 days | 16-07-2008 | 16-07-2008 |
| **Desmontagem do estaleiro** | 5 days | 10-07-2008 | 16-07-2008 |
| **Período Experimental** | 10 days | 17-07-2008 | 30-07-2008 |
| **Recepção Provisória - Conclusão da Obra** | 0 days | 30-07-2008 | 30-07-2008 |

# Referências

[1] D.G Shefherd. Historical development of the windmill. *Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, pages 1–46, 1994.

[2] German Wind Energy Institute. http://www.dewi.com.br/. Último acesso em Maio de 2009.

[3] Arthur D. Little. All at sea - the future of offshore wind in europe. 2008.

[4] Wind Service Holland. Estatísticas sobre projectos eólicos offshore em andamento no mundo. http://home.planet.nl/~windsh/offshore.html. Último acesso em Maio de 2009.

[5] American Wind Energy Association. Comparative air emissions of wind and other fuels, 2008. Disponível em http://www.awea.org/pubs/factsheets/EmissionKB.PDF. Último acesso em Junho de 2009.

[6] Power Systems Central Research Laboratory. Assessment of generation technology through lifecycle co2 emissions, 2007. Disponível em http://www.hitachi.com/environment/showcase/solution/energy/thermal_power.html.Último acesso em Maio de 2009.

[7] Augusto Wanderley. A energia eólica e o meio ambiente - programa de pós-graduação em engenharia elétrica. 2006.

[8] Mafalda Antunes. Tecnologia eólica para produção de energia eléctrica. Disponível em http://elepot.dei.uminho.pt/Site_Elepot/simposios/apresentacoes/mafalda.pdf. Último acesso em Maio de 2009.

[9] Cláudio Monteiro. Tecnologia eólica - apontamentos de energia eólica e solar.

[10] Caroline Faria. Controladores - energia eólica. Disponível em http://www.infoescola.com/tecnologia/controladores-energia-eolica/. Último acesso em Junho de 2008.

[11] Francisco Campilho. Sistema eléctrico nacional. Junho 2009.

[12] Edp. Disponível em http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/default.htm/ . Último acesso em Junho de 2009.

[13] Entidade reguladora dos serviços energéticos. Disponível em http://www.erse.pt/. Último acesso em Maio de 2009.

[14] REN Rede Eléctrica Nacional. Dados técnicos, electricidade 2008, Fevereiro 2009.

[15] REN Rede Eléctrica Nacional. Ficha técnica - energia eólica, Agosto 2008. Disponível em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20E%C3%B3lica%20em%20Portugal%20-%201%C2%BA%20Sem%202008.pdf. Último acesso em Junho de 2009.

[16] Alvaro Rodrigues. Parques eólicos em portugal. 2008.

[17] Ana Estanqueiro. O levantamento energético das estações do atlas eólico de portugal energias renováveis - identificação e caracterização do recurso eólico. 2007.

[18] Global Wind Energy Council. Global wind 2008 report, 2009. Disponível em http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Global%20Wind%202008%20Report.pdf. Último acesso em Maio de 2009.

[19] Danish Wind Industry Association. Wind turbines deflect the wind. Disponível em http://www.windpower.org/EN/tour/wres/tube.htm.Último acesso em Junho de 2009.

[20] Cláudio Monteiro. Previsão de produção eólica - apontamentos de técnicas para previsão. 2008.

[21] Paulo Canhoto. Energia eólica. Disponível em http://www.parquepeter.org/index.php?q=system/files/eolica_PauloCanhoto_PETER.pdf. Último acesso em Junho de 2009.

[22] cresesb. Aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br.Último acesso em Maio de 2009.

[23] Selênio Silva. Tópicos em engenharia elétrica: Fundamentos da energia eólica- potencial eólico. 2009.

[24] Cláudio Monteiro. Energia eólica - apontamentos da cadeira de eeso. 2008.

[25] Paul Gipe. *Wind power: renewable energy for home, farm, and business*. Chelsea Green Publishing, 2004.

[26] Pedro Rocha. Perturbações em sistemas de energia - impacto dos problemas da qualidade da energia nas instalações eléctricas. 2002.

[27] Cláudio Monteiro. Projecto de parques eólicos - apontamentos de energia eólica e solar. 2008.

[28] European Wind Energy Association. The economics of wind energy, Março 2009. Disponível em http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf. Último acesso em Junho de 2009.

[29] Diário da República nº 97 Série I de 20/05/2008. Resolução do conselho de ministros nº 80/2008 de 20-05-2008, 2008. Disponível em http://bdjur.almedina.net/sinopse.php?field=doc_id\&value=85007. Último acesso em Junho de 2009.

[30] Vladimiro Miranda. Tópicos de matemática financeira - para aplicação em gestão de energia. 2006.

[31] M.H. Hirata. Energia eólica - uma introdução. 1985.

[32] Cláudio Monteiro. Energia eólica - apontamentos de energia eólica e solar. 2008.

[33] J. A. Peças Lopes. Impacto da integração da geração eólicas nas redes eléctricas. 2007.

[34] Cláudio Monteiro. Produção dispersa - remuneração da produção dispersa. 2007.

[35] Repower systems. Disponível em http://www.repower.de/.Último acesso em Maio de 2009.

[36] Danish Wind Industry Association. Disponível em http://www.windpower.org/en/core.htm. Último acesso em Maio de 2009.

[37] Direcção geral de energia e geologia. Disponível em http://www.dgge.pt/. Último acesso em Maio de 2009.

[38] R. Gash; J-Twele. Wind power plants: Fundamentals, design, construction and operation. 2002.

[39] V. R Sektorov. *The First Aerodynamic Three-Phase Electric Power Plant in Balaclava,L'Elettrotecnica*. Open University Press, 1994.

[40] J. Jull. *Design of Wind Power Plants in Denmark, Wind Power, Procedings of United Nations Conference on New Sources fo Energy*. 1994.

[41] R. Bunnefille. *French Contribuition to Wind Power Development - Proceedings, Advanced Wind Energy Systems, Vol. 1*. 1994.

[42] U. Hutter. A wind turbine eith a 34m rotor diameter, nasa techinical translation. 1994.

[43] Rui Castro. Energias renováveis e produção descentralizada, introdução à energia eólica. 2003.

[44] P.J. Musgrove. *Wind Energy Conversion Systems*. L.L. Freris, 1990.

[45] Associação portuguesa de energias renováveis. Disponível em http://www.apren.pt/. Último acesso em Maio de 2009.

[46] Deutsches Windenergie Institut. Environmental aspects and acceptance of wind energy, in: Eldorado summer school. 1996.

[47] João e Armanda Couto. Integração dos projectos eólicos com a envolvente. 2007.

[48] Teresa Patrocínio. Ficha técnica - energia eólica, Maio 2007. Disponível em http://www.construlink.com/Homepage/2003_GuiaoTecnico/Ficheiros/gt_416_construlink_eolica_24_29_05_2007.pdf. Último acesso em Junho de 2009.

[49] Soren Krohn. Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines. http://www.windpower.org/en/tour/design/updown.ht. Último acesso em Junho de 2009.

[50] T. Burton. *D. Wind Energy Handbook*. John Wiley and Son, LTD, 2001.

[51] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Energia eólica princÍpios e aplicações. Disponível em http://paje.fe.usp.br/~mef-pietro/mef2/app.upload/7/_mefmi_003-05.pdf.Último acesso em Maio de 2009.

[52] Peças Lopes. Gestão de sistemas eléctricos com elevada integração de geração eólica. 2005.

[53] João Sousa. Tese - previsão da produção eléctrica em parques eólicos. 2007.

[54] Hélder Leite. Impacto da pd na rede de distribuição - apontamentos de produção dispersa. 2008.

[55] João Tomé Saraiva. Qualidade da onda - característica da onda de tensão e controlo de qualidade. 2003.

[56] Jorge Humberto. Qualidade de energia- regulamentação e normalização. 2004.

[57] Caroline Faria. Armazenamento da energia elétrica. Disponível em http://www.infoescola.com/energia/armazenamento-da-energia-eletrica-energia-eolica/.Último acesso em Junho de 2009.

[58] Centro de Investigação sobre Economia Portuguesa. A energia eólica, Janeiro 2005. Disponível em https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2\&id=6585. Último acesso em Junho de 2009.

[59] Secretário de Estado Adjunto do Ministro da Economia. Assinatura de contratos de incentivos à energia eólica, Maio 2004. Disponível em http://www.portugal.gov.pt/pt/GC15/Governo/Ministerios/MEc/Intervencoes/Pages/20040518_MEc_Int_SEAMEc_Energia_Eolica.aspx. . Último acesso em Junho de 2009.

[60] PRIME. Conheça alguns dos projectos apoiados pelo prime. Disponível em http://www.prime.min-economia.pt/PresentationLayer/prime_Destaque_00.aspx?idioma=1\&activeitem=9\&activesubitem=-1#850. Último acesso em Junho de 2009.

[61] EDP. microprodução renováveis na hora. Disponível em http://www.eco.edp.pt/Document/folheto_microproducao.pdf. Último acesso em Junho de 2009.

[62] Carla Abreu. Tese - custos financeiros e sociais da geraçâo de electricidade em parques eólicos. 2006.

[63] Cláudio Monteiro. Energia eólica. Disponível em http://www.mundovestibular.com.br/articles/374/2/ENERGIA-EOLICA-/Paacutegina2.html. Último acesso em Maio de 2009.

[64] Cost of capital by sector. Disponível em http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm. Último acesso em Junho de 2009.

[65] Cláudio Monteiro. Sistemas de energia eólica. Disponível em http://www.mundovestibular.com.br/articles/374/2/ENERGIA-EOLICA-/Paacutegina2.html . Último acesso em Junho de 2008.